



**HAL**  
open science

# Gestion optimale d'un réservoir hydraulique multiusages et changement climatique. Modèles, projections et incertitudes : Application à la réserve de Serre-Ponçon

Baptiste François

## ► To cite this version:

Baptiste François. Gestion optimale d'un réservoir hydraulique multiusages et changement climatique. Modèles, projections et incertitudes : Application à la réserve de Serre-Ponçon. Sciences de la Terre. Université de Grenoble, 2013. Français. NNT : 2013GRENU011 . tel-00997012

**HAL Id: tel-00997012**

**<https://theses.hal.science/tel-00997012v1>**

Submitted on 27 May 2014

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

## THÈSE

Pour obtenir le grade de

### DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Terre, Univers et Environnement**

Arrêté ministériel :

Présentée par

**Baptiste François**

Thèse dirigée par **Jean-Dominique Creutin**

et codirigée par **Benoit Hingray & Frédéric Hendrickx**

préparée au sein du **Laboratoire d'étude des Transferts en Hydrologie et Environnement (LTHE, UMR 5564, CNRS - Grenoble INP - IRD - UJF)**  
dans l'Ecole Doctorale **Terre Univers Environnement**

# Gestion optimale d'un réservoir hydraulique multiusages et changement climatique. Modèles, projections et incertitudes

Application à la réserve de Serre-Ponçon

Thèse soutenue publiquement le ,  
devant le jury composé de :

**François BRISSETTE**

Professeur ETS - Montréal, Rapporteur

**Christophe CUDENNEC**

Professeur Agrocampus Ouest - Rennes, Rapporteur

**Pierre RIBSTEIN**

Professeur UPMC/Sisyphé - Paris, Examineur

**Marco BORGA**

Professeur Associé, Université de Padoue - Italie, Examineur

**Jean-Dominique CREUTIN**

Directeur de recherche CNRS/LTHE - Grenoble, Directeur de thèse

**Benoit HINGRAY**

Chargé de recherche CNRS/LTHE - Grenoble, Co-Directeur de thèse

**Frédéric HENDRICKX**

Ingénieur expert EDF/LNHE - Paris, Co-Directeur de thèse



---

# Remerciements

A l'heure où je rédige ces quelques lignes, ma thèse est désormais terminée. C'est à présent que je prends conscience de l'étendue du travail effectué durant ces trois années. Avec ce léger recul, je réalise que cette "lourde tâche" n'aurait pu arriver à son terme sans l'aide et le soutien de nombreuses personnes.

J'ai eu la chance de côtoyer deux laboratoires différents : le LTHE à Grenoble, mon principal port d'attache durant ma thèse, et le LNHE à Paris. Je remercie ainsi l'ensemble des personnes ayant croisé ma route durant mon "long chemin de croix" d'apprenti chercheur, ainsi que l'Agence Nationale de la Recherche qui, par son financement, m'a permis de mener cette thèse à bien.

Certaines personnes ont particulièrement compté pour moi et ont d'une manière ou d'une autre, contribué à ma réussite. Tout d'abord, je tiens à exprimer de sincères remerciements à Benoit Hingray mon encadrant principal durant ces trois années de thèse. Grâce à ses grandes qualités humaines, Benoit a réussi à guider mes recherches dans un domaine qui lui était étranger. Sa curiosité ainsi que sa rigueur scientifique m'ont amené à explorer certaines voies que j'aurais certainement contournées s'il n'avait pas été là pour me stimuler. Je l'en remercie encore pour cela. D'ailleurs, il me plaît à croire que sa curiosité et sa rigueur ont déteint sur moi.

La deuxième personne ayant énormément compté dans mon travail de thèse est Frédéric Hendrickx, mon encadrant lors de mes séjours à Paris au LNHE. Ses connaissances dans le domaine des méthodes d'optimisation des retenues hydrauliques, (qui m'étaient inconnues lors de mon arrivée en thèse), m'ont été d'un grand secours, à de multiples reprises. Ses conseils avisés ont, sans aucun doute, pesé sur la qualité des développements que j'ai réalisés durant ma thèse.

Ayant eu la chance d'avoir trois directeurs de thèse, une troisième personne, Jean-Dominique Creutin, complète ce podium des remerciements. Bien qu'ayant suivi mon travail avec un certain recul, ses remarques pertinentes sur les directions que nous souhaitions prendre à certains moments clés, m'ont souvent permis de me raccrocher à un petit fil rouge qui m'a finalement amené au jour de ma soutenance.

Au demeurant, je remercie l'ensemble des personnes ayant accepté de juger mon manuscrit de thèse : François Brissette, Christophe Cudennec, Pierre Ribstein ainsi que Marco Borga. C'est un véritable honneur que de tels chercheurs aient accepté d'évaluer l'aboutissement de mon travail. J'ai particulièrement apprécié les échanges que nous avons eus et j'ai pris note de certaines idées qu'ils ont suggérées pour la suite de mes travaux.

Aujourd'hui, je considère un travail de thèse comme un édifice que l'on érige peu à peu, l'objectif étant de le construire dans le délai imparti, le plus solide et le plus original possible, ne souffrant d'aucune malfaçon. A mes yeux, la personne représentant la première pierre de mon édifice est Gilles Molinié. Collègue de bureau durant près de deux années à Grenoble, Gilles a été mon encadrant durant mon stage de fin d'étude en classe de Master et m'a manifestement donné goût à la recherche scientifique.

De nombreuses personnes ont également contribué aux différentes réflexions que je me suis fais au cours de ma thèse. Je pense à Joël Gailhard, Marie Bourqui et Thibault Mathevet lors des réunions biannuelles du projet RIWER2030. D'autres personnes, telles que François Leveque, Rémi Garçon, Abdelkader Mezghani, Anne Catherine Favre, Charles Obled ou encore Pietro Bernadara, sont intervenues de façon plus ponctuelle bien que cela n'enlève rien à la pertinence des remarques et conseils qu'ils ont apportés. Il en est de même pour les questions soulevées par Wiem Ben Kehdiri, étudiante en école d'ingénieur que j'ai eu la chance de Co-encadrer durant son stage de fin d'étude, m'obligeant à prendre du recul sur mes différents outils.

Du premier jour de mon contrat en Janvier 2010 jusqu'au jour de ma soutenance, la route a été longue. Les journées comptant double ont été légion, particulièrement durant la période de rédaction. Le passage de cette étape délicate a été possible grâce à l'ensemble des personnes qui m'ont entouré au quotidien. En particulier : Joris, fidèle voisin de bureau depuis nos stages de Master, Olivier et Jérémy avec qui j'ai partagé plus qu'un bureau durant un an, Gérémy mon champion de France de kayak préféré, Maxime une fois, Gildas et Raph, toujours là pour "taper la discute" à la pause, mais également Mathieu et Mattieu, Stéphanie, Aloïs, Thomas G et Thomas M, Salah, Moussa, Ossenatou. . . Mes collègues Parisiens méritent également d'amples remerciements, notamment Justine Groix, Germain, Pierre, Guitou, Florent, Laurent et bien sûr Fabrice Zaoui et Riadh Ata avec qui j'ai partagé leur bureau. Toutes ces personnes m'ont permis de me sentir à mon aise dans mon environnement professionnel, ce qui je pense est primordial pour toute réussite. Mon cercle d'amis Grenoblois extérieur au laboratoire a également joué un rôle de premier ordre, à la fois par leurs encouragements lors des moments difficiles, mais surtout par leur capacité à me changer les idées lorsque cela était nécessaire. En ce sens, j'adresse un énorme merci à Laurent, Thierry, Rémi, Théo, Niak, Marion, Charlotte, Rémi H, Arnaud, Tex, Sabine et Damien. De même, mais Ô combien importants, mes amis Toulonnais méritent également un grand merci pour leur soutien : Chéché, Jeanf, Jojo, Olive, Zak, Sylvain, Ju et Marion.

Ce cercle de collègues et d'amis, aussi bien à l'intérieur qu'à l'extérieur du laboratoire, a contribué à m'épanouir dans mon travail. Cela n'enlève rien au rôle qu'a joué ma famille durant mes trois années de thèse. A commencer par ma grand-mère de Paris, mon grand-père de Toulon, et bien sûr ceux qui ne sont plus, et n'ont pu me voir soutenir. . .

Également, mes parents qui m'ont toujours poussé à persévérer dans les études, m'aidant aussi bien moralement que financièrement et ce depuis le début. Je terminerai ces remerciements par Marie, qui partage mes joies et mes peines depuis de nombreuses années et sans qui ma volonté de réussir ne serait pas si forte.

Merci

---

# Résumé

Pourvoir évaluer l'impact du changement climatique sur la ressource en eau, et les systèmes de gestion qui lui sont associés, est une préoccupation majeure de nos sociétés. Une telle évaluation nécessite la mise en place d'une chaîne de simulation qui permet, sur la base d'expériences climatiques futures, i) d'estimer à l'échelle régionale l'évolution possible de la ressource et de sa variabilité, ii) de simuler le comportement des systèmes utilisés pour leur gestion pour iii) estimer les éventuelles modifications de performance.

Cette thèse vise à tester la possibilité de mettre en place une chaîne de simulation de ce type pour un système de gestion réel et à identifier quelles sont les composantes à considérer dans ce cas. Pour ce faire, nous chercherons en particulier à apporter des éléments de réponse aux questions suivantes :

- Quelles représentations peut-on faire d'un système de gestion opérationnel pour une application en climat modifié ?
- Quels éléments d'évaluation peuvent permettre d'estimer l'impact du changement climatique sur ce système de gestion ?
- Quelles sont les sources d'incertitudes influençant cette évaluation ? Quelles sont les contributions relatives à l'incertitude totale des différentes méthodes et modèles utilisés ?

Nous considérerons plus précisément le système de gestion du barrage de Serre-Ponçon, alimenté par le haut bassin versant de la Durance. Ce barrage, géré par EDF, est l'un des plus grands barrages artificiels européens. Il est multi-usages (irrigation, soutien d'étiage, production d'hydroélectricité, tourisme).

Dans un premier temps, nous présenterons le contexte du système de gestion actuel. Nous mettrons ensuite en place un modèle de gestion du barrage visant à reproduire – de façon réaliste du point de vue du gestionnaire actuel (EDF), mais simplifiée pour pouvoir être appliqué sous scénarios futurs - la gestion actuelle du barrage. Nous développerons pour cela i) des modèles permettant d'estimer les différentes demandes en eau et ii) un modèle d'optimisation de la gestion sous contraintes. Ce modèle permettra de simuler la gestion du système au pas de temps journalier sur plusieurs décennies du climat récent, ou de climats futurs modifiés.

Nous proposerons ensuite un ensemble d'indicateurs qui permettent de fournir une estimation de la performance d'un tel système à partir des sorties du modèle de gestion obtenues par simulation pour différentes périodes de 30 ans.

Nous explorerons la façon dont la performance estimée dépend du modèle choisi pour la représentation du système de gestion actuel, et plus précisément de la façon dont la



stratégie utilisée pour l'optimisation de la gestion est élaborée. A ce titre, nous proposons trois modèles de gestion basés sur trois types de stratégies, obtenues pour des degrés différents de prévisibilité des apports et sollicitations futurs à la retenue.

Pour ces simulations, les modèles d'impacts nécessitent des scénarios de forçages météorologiques à l'échelle de bassin versant (e.g. modèle hydrologique, modèle d'usages de l'eau, modèle de gestion de la ressource). Ces scénarios peuvent être obtenus par des méthodes de descente d'échelle statistique (MDES), sur la base des simulations grande échelle des modèles climatiques globaux (GCM).

Nous évaluerons enfin les incertitudes liées aux deux types de modèles (GCM & MDES) et estimerons leurs contributions relatives à l'incertitude globale. Nous utiliserons pour cela les scénarios issus de différentes chaînes de simulation GCM/MDES produits sur la période 1860-2100 dans le cadre du projet RIWER2030. Nous montrerons que ces deux sources d'incertitudes sont du même ordre de grandeur sur l'estimation des modifications de performance.

Cette thèse a été financée dans le cadre du projet RIWER2030 (<http://www.lthe.fr/RIWER2030>), financé par le programme VMCS de l'Agence Nationale de la Recherche. Elle a été réalisée sur la base d'un partenariat entre le Laboratoire d'Etude des Transferts en Hydrologie et Environnement et le Laboratoire National d'Hydraulique et Environnement d'EDF.

# Abstract

Being able to assess the impact of the climate change on water resources and the related management systems, is a major concern for our society. This situation requires an establishment of a simulation chain which will allow us, on the basis of future climate experimentation, the following contents : i) to estimate the possibility of changes in a local resource and its variability, ii) to simulate the behavior of the management systems iii) to estimate the possible changes on its performance.

This thesis aims to test the feasibility of establishing a simulation chain for such a management system to identify what are the real components to consider in this case. To do it so, we have to answer the following questions :

- How can we represent an operational management system in a climate change context ?
- Which elements of evaluation can be used to estimate the impact of climate change on the management system ?
- What are the sources of uncertainty influencing this assessment ? What are the relative contributions to the total uncertainty of these different methods and models used ?

We will consider the system of management of the Serre-Ponçon reservoir on the high basin of the Durance river. This dam, operated by EDF (Electricité de France, French energy provider), is one of the largest artificial dams in Europe. It is also a multi-purpose dam (irrigation, low-flow support, hydropower, tourism).

As a first step, we will present the context of the current management system. Then, we will establish a management model to reproduce - by a realistic point of view of the current manager (EDF), but in a simplified approach in order to apply it to future scenarios - the current management of the Serre-Ponçon reservoir. We will develop i) various models to estimate the different type of water demands and ii) an optimization model with constraints management. This model will simulate the management system in daily time step on several decades of recent climate, or future climate change.

Afterwards, we will propose a set of indicators to provide an estimation of the performance for such a system from the outputs of the management model obtained by simulating many periods of 30 years.

We will explore how much the estimated performance depends on the model chosen to represent the current management system, and more specifically how strong the strategy used to optimize the management is developed. Hence, we will propose three management

models based on three types of strategies, obtained for different degrees of predictability of future inflows and constraints.

For these simulations, the impact models require meteorological forcing scenarios at watershed scale (e.g. hydrological model, model of water use model of resource management). These scenarios can be obtained by Statistical Downscaling Methods (SDM), on the basis of large-scale simulations of Global Climate Models (GCM).

We will finally evaluate the uncertainties associated with the two types of models (GCM & SDM) and will estimate their relative contributions to the overall uncertainty. We have used this scenario from different GCM/SDM simulations over the period 1860-2100 obtained within the RIWER2030 project. We will show that these two sources of uncertainty are of the same order of magnitude estimate of performance changing.

This thesis was funded under the RIWER2030 project ( url <http://www.lthe.fr/RIWER2030>), funded by the VMCS program of the National Research Agency. It was conducted within a partnership between the Laboratory for the Study of Transfers in Hydrology and Environment and the National Hydraulics and Environment Laboratory EDF.



---

# Table des matières

Remerciements . . . . .	i
Résumé . . . . .	v
Abstract . . . . .	vii
Table des matières . . . . .	xi
Liste des symboles . . . . .	xvii

## Partie I Introduction

<b>1 Introduction Générale</b>	<b>3</b>
1.1 Gestion des eaux de surfaces : problématique d’hier et d’aujourd’hui . . . . .	4
1.2 Ressource en eau et usages futurs . . . . .	13
1.2.1 Modification de la ressource en eau . . . . .	13
1.2.2 Modification des usages de l’eau . . . . .	16
1.3 Règles de gestion actuelles : quelle adéquation pour demain ? . . . . .	22
1.4 Conclusion : Objectifs de la thèse . . . . .	23

## Partie II Modélisation de la gestion de Serre-Ponçon

<b>2 La Chaîne de Production Hydraulique Durance-Verdon</b>	<b>29</b>
2.1 Chaîne hydraulique Durance-Verdon : enjeux et contraintes . . . . .	29
2.2 L’eau de la Durance . . . . .	33
2.2.1 L’eau de la Durance en amont de Serre-Ponçon . . . . .	33
2.2.2 L’eau de la Durance en aval de Serre-Ponçon . . . . .	35
2.3 Usages de l’eau de la Durance . . . . .	36
2.3.1 Usages consommateurs d’eau : . . . . .	37
2.3.2 L’usage touristique : . . . . .	38

2.3.3	L'usage énergétique : . . . . .	40
2.3.4	Autres usages . . . . .	42
2.4	La CPH-DV au sein de la thèse . . . . .	42
<b>3</b>	<b>Modèles d'apports et d'usages de l'eau</b>	<b>45</b>
3.1	Modèle d'apports à la réserve : Cequeau . . . . .	46
3.2	Production hydroélectrique . . . . .	47
3.3	Modélisation de la demande agricole et du débit de dotation de Serre-Ponçon . . . . .	52
3.3.1	Contexte . . . . .	52
3.3.2	Reconstitution du débit de dotation de SP . . . . .	53
3.3.3	Modélisation des prélèvements à Cadarache . . . . .	55
3.3.4	Modélisation des apports des bassins intermédiaires . . . . .	63
3.3.5	Modélisation des débits de dotation de SP . . . . .	64
3.4	Tourisme : courbe guide de remplissage . . . . .	65
3.5	Conclusion . . . . .	68
<b>4</b>	<b>Modélisation de la gestion optimale de la retenue</b>	<b>71</b>
4.1	Optimisation de la gestion d'une réserve hydraulique . . . . .	72
4.2	Résolution du problème d'optimisation . . . . .	75
4.2.1	Principe d'optimalité de Bellman . . . . .	75
4.2.2	Algorithme de résolution . . . . .	76
4.3	Mise en œuvre de l'algorithme d'optimisation . . . . .	79
4.3.1	Discrétisation du réservoir et interpolation des VB . . . . .	80
4.3.2	Initialisation des VB à l'horizon d'optimisation . . . . .	82
4.3.3	Respect des contraintes . . . . .	83
4.3.4	Valeurs marginales de l'eau . . . . .	84
4.3.5	Simulation de la gestion . . . . .	84
4.4	Prévisibilité des aléas et modèles de gestion . . . . .	85
4.4.1	Modèle AC : Avenir Certain . . . . .	87
4.4.2	Modèle AIC : Avenir Incertain Climatologique . . . . .	88
4.4.3	Modèle AIP : Avenir Incertain Prévu . . . . .	91
4.5	Évaluation des trajectoires de réserves simulées . . . . .	96
4.5.1	Trajectoire de réserve AC . . . . .	97
4.5.2	Trajectoire de réserve AIC . . . . .	98
4.5.3	Trajectoire de réserve AIP . . . . .	98
4.6	Conclusion . . . . .	99

## Partie III

# Méthodologie d'évaluation de la performance

<b>5 Indicateurs de performance d'un système de gestion</b>	<b>105</b>
5.1 Indicateurs qualitatifs . . . . .	105
5.1.1 Signatures de stock . . . . .	105
5.1.2 Valeurs marginales de l'eau stockée (SWV) . . . . .	107
5.2 Critères quantitatifs . . . . .	110
5.2.1 Un indicateur de revenu économique . . . . .	110
5.2.2 Les volumes déversés . . . . .	110
5.2.3 Critères RRV . . . . .	111
5.3 Performance estimée avec les modèles AC, AIC et AIP . . . . .	114
5.4 Conclusion . . . . .	119
<b>6 Évaluation de la performance sous scénarios stochastiques</b>	<b>123</b>
6.1 Génération de scénarios météorologiques à fine échelle . . . . .	123
6.2 Chaîne de simulation RIWER2030 . . . . .	125
6.3 Évaluation de l'impact hydrologique et Incertitudes . . . . .	127
6.4 Stabilisation de l'estimation de la performance des modèles . . . . .	128
6.4.1 Réalisations MDES et indicateurs de performance avec AC . . . . .	129
6.4.2 Réalisations MDES et indicateurs de performance avec AIC . . . . .	137
6.5 Conclusion . . . . .	151

## Partie IV

# Performance et incertitudes

<b>7 Performance estimée et incertitudes liées aux scénarios météorologiques</b>	<b>157</b>
7.1 Modification des variables d'intérêt de la gestion . . . . .	160
7.1.1 Forçages météorologiques . . . . .	160
7.1.2 Modification du débit de dotation . . . . .	168
7.1.3 Modification des consommations électriques . . . . .	171
7.1.4 Modification des apports au réservoir . . . . .	174
7.1.5 Conclusion partielle . . . . .	177
7.2 Modification de la performance estimée et incertitudes . . . . .	178
7.2.1 Signatures de stock moyennes . . . . .	178
7.2.2 Évaluation des critères de performance . . . . .	181



7.3	Significativité des changements . . . . .	185
7.3.1	Performance estimée de 1860 à 1980 . . . . .	188
7.3.2	Performance estimée de 1980 à 2099 . . . . .	189
7.4	Conclusion . . . . .	191
<b>8</b>	<b>Performance estimée et Incertitudes liées aux modèles de gestion</b>	<b>195</b>
8.1	Cadre de l'analyse . . . . .	196
8.2	Estimation des modifications de performance avec AC, AIC et AIP . . . . .	197
8.2.1	Signatures de stock moyennes et modèles de gestion . . . . .	197
8.2.2	Critères de performance et modèles de gestion . . . . .	200
8.2.3	Conclusion partielle . . . . .	206
8.3	Discussion . . . . .	206
8.4	Conclusion . . . . .	212
<b>9</b>	<b>Conclusion et perspectives</b>	<b>217</b>
<b>10</b>	<b>Références Bibliographiques</b>	<b>224</b>
<b>A</b>	<b>Annexes</b>	<b>239</b>
A.1	Article soumis à <i>Water Resources Research</i> . . . . .	239
A.2	Les aménagements de la Chaîne de Production Hydraulique Durance-Verdon . . . . .	261
A.3	Modélisation hydrologique : CEQUEAU . . . . .	262
A.4	Modélisation de la consommation électrique France . . . . .	263
A.4.1	Analyse des cycles de consommation électrique en France . . . . .	263
A.4.2	Consommations électriques France & températures . . . . .	265
A.4.3	Modélisation de la consommation électrique France journalière . . . . .	267
A.4.4	Modélisation de la consommation électrique France infra-journalière . . . . .	268
A.5	Rendement de la CPH-DV . . . . .	271
A.5.1	Puissance électrique générée par une usine hydroélectrique . . . . .	271
A.5.2	Conceptualisation du rendement de la CPH-DV . . . . .	272
A.6	Débit de dotation & prélèvements . . . . .	272
A.6.1	Variabilité inter-annuelle des prélèvements simulés et observés en aval de Cadarache . . . . .	272
A.6.2	Variabilité inter-annuelle du débit de dotation simulé et reconstitué à SP . . . . .	273
A.7	Longueur de l'historique & stratégie de gestion AIC . . . . .	273
A.8	Stabilisation de la stratégie AIC avec 100 réalisations MDES ×30 années . . . . .	275
A.9	Annexe chapitre 8 . . . . .	277
A.9.1	Fonction de distribution des critères de performance . . . . .	277
A.9.2	Fiabilité moyenne & apports nets estivaux . . . . .	279





# Listes des variables

- $B$  : Besoin en eau des cultures en Basse Durance ( $mm.j^{-1}$ )
- $C$  : Consommation électrique France ( $kWh$ )
- $Cul$  : Type de culture en Basse Durance
- $ET_0$  : Evapotranspiration de référence ( $mm.j^{-1}$ )
- $F_{t_i}$  : Valeur de Bellman au pas de temps  $t_i$  (Unité monétaire,  $UM$ )
- $Fia$  : Indicateur de fiabilité
- $g$  : Accélération de la gravité ( $9.81N.kg^{-1}$ )
- $G_{HEP}$  : Indicateurs de revenus ( $U.M$ )
- $\mathcal{H}$  : Hauteur de chute du barrage de SP (m)
- $\mathcal{H}^{max}$  : Hauteur de chute maximale à partir duquel le rendement de la production n'augmente plus (m)
- $H_{seuil}$  : Hauteur de nappe seuil d'un stress hydrique en Basse Durance (mm)
- $H_{sol}$  : Hauteur de la nappe dans le réservoir sol en Basse Durance (mm)
- $I$  Intérêt à produire de l'énergie ( $UM/kwh^{-1}$ )
- $Kc$  : Coefficient cultural
- $Kcr$  : Coefficient cultural régional
- $P$  : Variable de précipitation (mm)
- $N_R$  : Taille d'un panier MDDES (i.e. un ensemble de  $N_R$  réalisations MDDES).
- $Pe$  : Puissance électrique ( $kW$ )
- $Prelev$  : Demande en eau journalière en aval de la retenue de Cadarache ( $m^3/s$ )
- $Prelev_{min}$  : Demande en eau journalière en aval de la retenue de Cadarache d'origine non agricole ( $m^3/s$ )
- $Prelev_{max}$  : Demande en eau journalière maximale en aval de Cadarache ( $m^3/s$ )
- $Q_{BVI}$  : Les apports des bassins intermédiaires entre SP et Cadarache. ( $m^3/s$ )
- $Qdot_{t_i}$  : Le débit de dotation à la date  $t_i$  ( $m^3/s$ )
- $Qnet_{t_i}$  : Les apports nets entrant dans la retenue à la date  $t_i$  ( $m^3/s$ )
- $\mathcal{R}$  : Rendement des turbines (sans dimension)
- $Res_H$  : La résilience définie par Hashimoto *et al.* [1982]
- $Res_M$  : La résilience définie par Moy *et al.* [1986]
- $R_e$  : Rayonnement extraterrestre ( $MJ.m^{-2}.j^{-1}$ )
- $S$  : Stock de la retenue ( $m^3$ )
- $SA$  : Surface agricole en Basse Durance ( $ha$ )
- $SH$  : Stress hydrique des cultures en Basse Durance (*sans dimension*)

$S_{\phi_{max}}$  : Niveau de remplissage à partir duquel le rendement  $\phi$  n'augmente plus.

$S_{Obj}^T$  : Objectif de remplissage touristique (972.9Mm<sup>3</sup>)

$T$  : Variable de température (°C)

$t_i$  : Variable temporelle (*jour*)

$V_{Dot}$  : Volume déversé (Mm<sup>3</sup>)

$Vlim$  : Courbe guide de remplissage

$Vul_H$  : La vulnérabilité définie par Hashimoto *et al.* [1982]

$Vul_M$  : La vulnérabilité définie par Moy *et al.* [1986]

$\Delta t^h$  : Durée d'un poste horaire : 8 heures (*sec*)

$\phi$  : Rendement de la CPH-DV

$\rho$  : Masse volumique de l'eau (1030kg.m<sup>-3</sup>)

## Glossaire

**AC** : Avenir Certain

**ACP** : Analyse en Composante Principale

**AEP** : Approvisionnement en Eau Potable

**AIC** : Avenir Incertain Climatologique

**AIP** : Avenir Incertain Prévu

**ANR** : Apports Naturels Reconstitués

**BV** : Bassin Versant

**BVI** : Bassins Versants Intermédiaires

**CED** : Commission Exécutive de la Durance

**CPH-DV** : Chaîne de Production Hydraulique Durance-Verdon

**EDF** : Électricité De France

**GES** : Gaz à Effet de Serre

**GCM** : Modèle de Circulation à Grande échelle

**LTHE** : Laboratoire d'étude des Transferts en Hydrologie et Environnement

**MDE** : Méthode de Descente d'Echelle

**MDES** : Méthode de Descente d'Echelle Statistique

**Panier MDES** : Ensemble de réalisations MDES

**PH** : Poste horaire

**R&D** : Recherche et Développement

**RCM** : Modèle Climatique Régional

**RTE** : Réseau de Transport d'Électricité

**SMADESEP** : Syndicat Mixte d'Aménagement et de Développement de Serre-Ponçon

**SMADV** : Syndicat Mixte d'Aménagement de la Vallée de la Durance

**SP** : Serre-Ponçon

**SC** : Sainte-Croix

**Signature de stock** : Moyenne inter-annuelle journalière du stock d'une retenue.

**Trajectoire de réserve** : Évolution temporelle du stock d'une retenue.

**Variables d'intérêt de la gestion** : Les variables dont la connaissance est utile à la gestion d'une retenue. Par exemple : débits des rivières, températures de l'air, précipitations, stock d'eau sur le bassin versant, demande énergétique, demande en eau agricole, industrielle et domestique ...

**VB** : Valeur de Bellman

---

# Partie I

## Introduction





# Chapitre 1

## Introduction Générale

La gestion de la ressource en eau est un sujet très vaste qui englobe entre autres des problématiques de distribution dans le temps et dans l'espace des eaux de surfaces et des eaux souterraines, de réutilisation des eaux usées, de considérations écologiques et de dimensionnement d'ouvrages (Meire [2008]). Le rôle des montagnes est au cœur de cette problématique de ressource en eau. Elles doivent d'ailleurs leur nom de "châteaux d'eau du monde" au fait qu'elles sont un élément clé du régime hydrologique de toutes les grandes rivières du globe dont elles sont la source (Hingray *et al.* [2009a]). Elles abritent de grandes quantités d'eau sous forme de neige ou de glace, et contribuent par nature à redistribuer les précipitations hivernales dans les cours d'eau durant le printemps et l'été tout en réduisant la variabilité des débits de rivières dans les régions juste en aval (Viviroli et Weingartner [2004]). De nombreuses populations dépendent directement de ces ressources en eau, à la fois pour l'agriculture, l'industrie ou encore leurs usages quotidiens (Hingray *et al.* [2009a]).

Le changement climatique se traduira à terme par une augmentation des températures et par une modification du régime des précipitations. Les régimes des rivières de montagnes, très sensibles à la relation entre les précipitations et les températures, sont ainsi amenés à être profondément modifiés, obligeant par suite les systèmes de gestion de l'eau à s'adapter à ces nouvelles conditions.

## 1.1. GESTION DES EAUX DE SURFACES : PROBLÉMATIQUE D’HIER ET D’AUJOURD’HUI

Les usagers de la ressource en eau ne se trouvent pas toujours à proximité de lacs et de rivières et ne peuvent donc pas disposer d’eau lorsque le besoin s’en fait ressentir. Il est dans ce cas nécessaire d’apporter cette ressource en eau jusqu’au lieu de consommation pour satisfaire les besoins des différents usagers. Cela nécessite d’importants réseaux de distribution, composés d’ouvrages tels que des dérivations et des prises d’eau. Pour protéger ces constructions des aléas naturels comme les crues ou des d’assèchements prolongés par exemple, des ouvrages de régulation leur sont souvent associés (Figure 1.1).



FIGURE 1.1 – (a) Seuil de régulation passif, rivière Arros (France, Hautes-Pyrénées). Photographie : "Camélia", 2007 (b) Seuil à niveau variable sur la Meuse (France) Source : Wikipedia, Photographie : "Karel Roose", 2004

En terme de volume, la ressource disponible à une certaine date n’est *a priori* pas toujours suffisante pour satisfaire la demande. En conséquence de quoi, des réseaux de réservoirs sont indispensables afin de pouvoir stocker l’eau en surplus à une date donnée, et la redistribuer lorsque le besoin s’en fait ressentir. Le terme *réservoir* regroupe l’ensemble des ouvrages permettant de stocker de l’eau. Parmi les réservoirs les plus communs, nous retrouvons les barrages (également considérés comme des ouvrages de régulation) mais aussi des aménagements de taille plus modeste comme les seuils réglables (Figure 1.1b) et les nombreuses bâches agricoles par exemple.

Ces réseaux d’ouvrages sont dirigés / optimisés à partir d’un ensemble de règles de gestion permettant de prendre des décisions d’allocations quotidiennes. Les grands barrages, généralement disposés en amont, sont les ouvrages clés de ces aménagements hydrauliques du fait de leur capacité de stockage importante. Le travail de thèse est focalisé sur ce type particulier de construction.

Les premiers barrages sont apparus très tôt dans l'histoire de la civilisation. Les plus vieux vestiges de barrages en remblais jamais découverts datent du cinquième millénaire avant J.C et sont situés au moyen-orient (Schnitter [1988]). Ces constructions étaient alors peu nombreuses, et peu résistantes aux événements extrêmes comme le prouve la destruction du barrage à l'est d'Hérouan en Egypte au troisième millénaire avant J.C (source : <http://weekly.ahram.org.eg/2004/708/he1.htm>). Ces premiers ouvrages avaient comme objectifs d'approvisionner les villes en eau potable et d'irriguer les terres cultivées (Cardoso *et al.* [1994]). L'homme a rapidement compris qu'il pouvait utiliser l'eau stockée dans les barrages pour d'autres usages. Pour preuve, les différents vestiges de barrages construits durant l'époque Romaine supposent d'une utilisation des eaux stockées liée aux activités minières (Cardoso *et al.* [1994]). Relater un historique complet des différents ouvrages et usages de l'eau dans le monde n'est bien entendu pas l'objectif de cette introduction. Néanmoins la connaissance de ces premières constructions montre que la gestion de la ressource en eau, qui est aujourd'hui un enjeu majeur de nos sociétés, l'était déjà à une époque beaucoup plus ancienne.

Aujourd'hui et à l'échelle du globe, la principale utilisation de la ressource en eau est l'approvisionnement en eau potable (AEP) des populations et l'irrigation des terres agricoles. Dans le monde, plus de la moitié de l'eau potable consommée est extraite des rivières ou des retenues construites le long de leurs berges (Barnett *et al.* [2005]). Les objectifs des aménagements hydrauliques ne sont toutefois plus limités à ces deux usages, bien que toujours prépondérants dans le monde.

Après avoir été utilisée pour actionner des moulins à eaux pour moudre de la farine ou couper du bois, l'eau des rivières a commencé à être utilisée à des fins énergétiques à partir de la fin de 19<sup>ème</sup> siècle. En région de montagne, la production d'hydroélectricité durant le printemps et l'été est possible grâce à l'apport d'eau en rivière dû à la fonte des neiges et des glaces en amont. La glace est d'ailleurs nommée de *houille blanche* par Aristide Bergès<sup>a</sup>, en opposition au charbon (houille noire). A partir de ce moment, de nombreuses usines dites *au fil de l'eau* ont été construites sur les rivières (Figure 1.2a). Elles permettent d'utiliser l'eau des rivières pour actionner des turbines et ainsi produire de l'électricité. Les usines au fil de l'eau peuvent aussi être associées à un seuil, actif ou non, afin de gagner en hauteur de chute et augmenter par suite l'énergie cinétique de l'eau arrivant dans les turbines. La construction de barrages en région de montagne (Figure 1.2b) a ainsi permis de bénéficier d'importantes hauteurs de chute, permettant d'améliorer de manière conséquente, le rendement de production de chaque mètre cube d'eau turbiné.

Aujourd'hui, l'hydroélectricité représente environ 16 % de la production mondiale d'électricité (Iacona *et al.* [2012]). La part d'hydroélectricité est cependant très variable selon la région du monde. L'électricité produite par des pays comme la Norvège ou le Brésil par exemple, est presque exclusivement d'origine hydraulique (respectivement 99 et 84 % des productions natio-

---

a. L'ingénieur hydraulicien et papetier Aristide Bergès, est un des premiers à avoir utilisé la force de l'eau pour produire de l'électricité *via* une turbine. L'appellation de houille blanche a été rendue célèbre lors de l'exposition universelle à Paris en 1889.

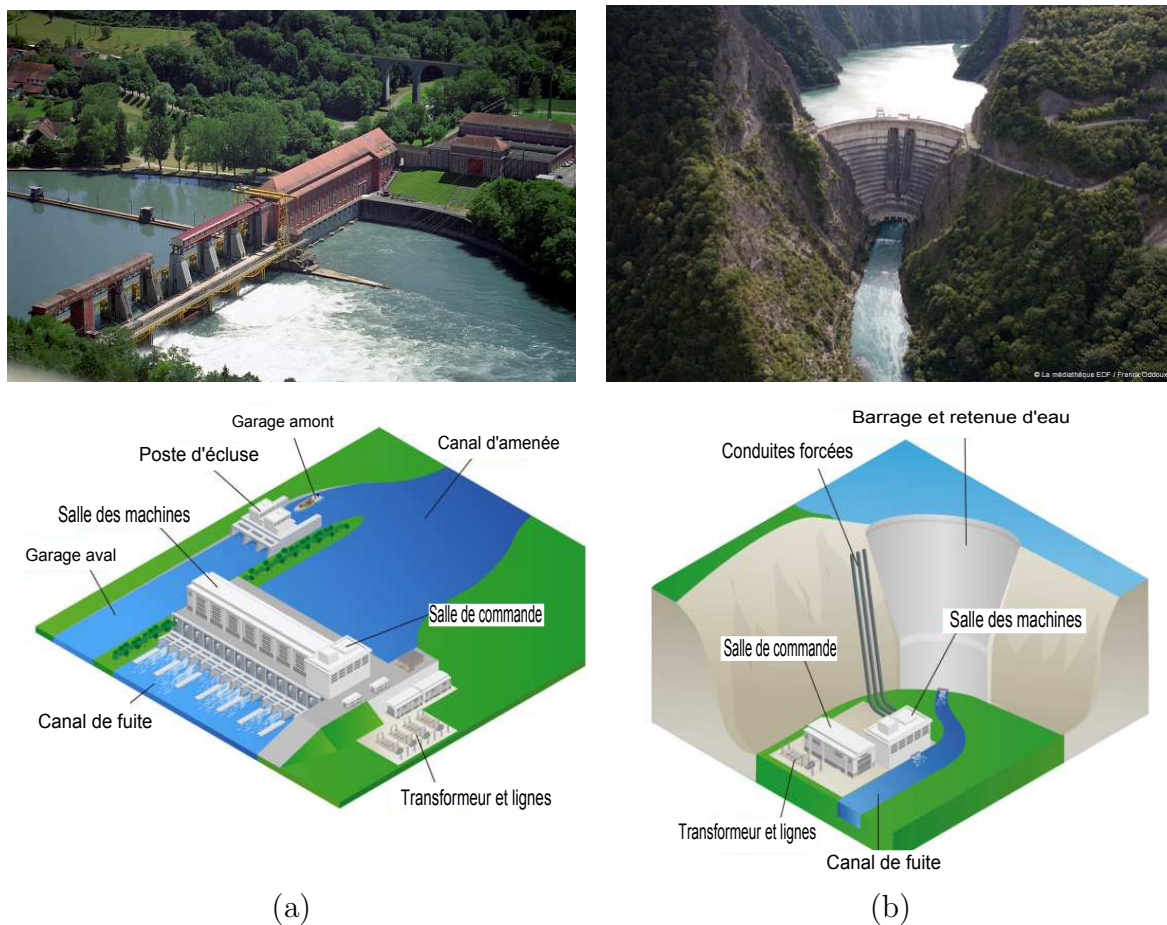


FIGURE 1.2 – Haut (a) Usine hydroélectrique au fil de l’eau près de Eglisau, Canton de Zurich, Suisse. Source : SwissInfo (b) Lac - Barrage du Monteynard d’une hauteur de 135 mètres. Source : Médiatèque EDF, Franck Oddoux. Bas : Schéma d’une usine au fil de l’eau (a) et d’un barrage-usine (b) (Adapté de EDF [2011])

nales). Ainsi, les ouvrages de production d’hydroélectricité Norvégiens ou Brésiliens, se doivent de réaliser une production en continu afin de satisfaire la quasi-totalité de la demande énergétique nationale. En France, le parc de production est différent. La majorité de l’électricité est d’origine nucléaire, elle a par exemple représenté environ 74 % de la production nationale en 2010 (RTE [2011]). La faible part d’électricité d’origine hydraulique (i.e. 12.4 % de la production nationale en 2010 (RTE [2011])) joue cependant un rôle de premier ordre. En effet, si les usines au fil de l’eau sont utilisées pour répondre aux besoins quotidiens en électricité, les barrages-usines, du fait du stockage de l’eau, permettent de répondre rapidement aux pics de consommations électriques (EDF [2011]). A l’heure actuelle, stocker de l’eau dans des retenues est toujours le seul moyen de stocker de l’énergie. Cela permet si besoin, de mobiliser instantanément de la ressource en eau pour produire de l’énergie ce qui est un avantage majeur.

Quel que soit le mode de fonctionnement des ouvrages hydrauliques (i.e. production en continu ou en soutien d’autres moyens de production), ils se doivent de répondre à une demande en électricité qui présente généralement un cycle saisonnier très marqué. Dans des pays comme la France ou les pays du nord de l’Europe, les consommations électriques sont par exemple plus élevées durant les périodes hivernales du fait de journées plus courtes (augmentation de l’éclairage

publique et privé) et de basses températures (chauffage des bâtiments). Au contraire dans des régions telle que la Californie aux États-Unis par exemple, les consommations électriques sont nettement plus importantes durant l'été du fait des fortes températures et de l'utilisation accrue d'appareils de climatisation à cette saison (Vicuña *et al.* [2008]). Les volumes écoulés en rivière sont aussi, généralement très saisonniers du fait soit d'un cycle annuel de stockage-déstockage de neige et glace sur les bassins versants (e.g. en région de montagne et dans les pays Nordiques), soit d'une forte saisonnalité des précipitations (e.g. en Afrique de l'ouest et en Inde). Le stockage durant les périodes où l'eau est en surplus vis-à-vis de la demande énergétique, permet de la restituer durant les périodes à forte demande en énergie.

La production d'hydroélectricité n'est pas la seule utilisation de l'eau continentale pour le secteur énergétique mondial<sup>a</sup>. En effet, l'eau participe à la majorité des moyens de production d'électricité en refroidissant par exemple les centrales thermiques et nucléaires le long des rivières (Rio Carrillo et Frei [2009]).

Depuis le milieu du 20<sup>ème</sup>, les usages de l'eau se sont encore multipliés et diversifiés. L'eau des rivières est aujourd'hui utilisée par de nombreux secteurs d'activités pouvant être consommateurs d'eau ou non. Les activités récréatives sur les berges des lacs ou sur les rives des rivières ont par exemple vu le jour durant le siècle dernier, et se sont pérennisées dans certains pays, grâce à des avancées sociales telles que les congés payés. La protection de l'environnement et des patrimoines est aujourd'hui devenue un enjeu d'importance. Il en a résulté la mise en place de débits environnementaux (e.g. en France, la loi Pêche en 1984 impose aux gestionnaires des ouvrages hydrauliques un débit minimal en sortie des aménagements<sup>b</sup>). En France, ces débits minimaux sont actuellement en train d'être revus à la hausse. Ces augmentations seront *a priori* effectives d'ici 2014 (Loi sur l'eau et les milieux aquatiques<sup>c</sup>, 30 décembre 2006). Des zones protégées dans lesquelles la protection de la faune et de la flore est de première importance ont également été mises en place (e.g. en Europe la zone Natura 2000<sup>d</sup>). Les nouveaux enjeux et objectifs des systèmes de gestion (dont les quelques exemples présentés ne constituent en rien une liste exhaustive) sont désormais intégrés dans les processus de gestion de ces aménagements hydrauliques.

En conséquence, les gestionnaires de systèmes de ressource en eau sont souvent mis au défi de satisfaire différents usages pouvant être en conflits (Oliveira et Loucks [1997]; Labadie [2004]). La gestion de ces systèmes consiste à stocker puis relâcher de l'eau à différentes périodes de l'année, de façon à *satisfaire au mieux* les usages considérés (Roche *et al.* [2012]). Le choix quotidien du

---

a. Nous précisons ici le terme "eau continentale" en opposition à l'exploitation des courants marins pour produire de l'électricité. Ce type de production n'est pas discuté dans ce document de thèse, bien que lié à l'eau

b. L'obligation de délivrer un débit minimal au pied des ouvrages hydrauliques en France date de 1919. Cependant la loi Pêche fixe la valeur de ce débit :  $1/10^e$  du module pour tout nouvel aménagement,  $1/20^e$  pour les cours d'eau dont le module est supérieur à  $80m^3.s^{-1}$  et  $1/40^e$  pour les aménagements déjà existants

c. Le débit minimal au pied des ouvrages hydrauliques, sauf exception, sera égal au  $1/10^e$  du module à partir de 2014

d. Le réseau Natura 2000 est un ensemble de sites naturels européens identifiés pour la rareté ou la fragilité des espèces animales ou végétales y résidant. Ce réseau a été mis en place afin de concilier la préservation de ces sites et les préoccupations socio-économiques.

volume d'eau à stocker ou à relâcher réalisé par le gestionnaire d'un système de ressource dépend de trois principales composantes :

- Du système physique, composé des différents cours d'eau et des aménagements construits (e.g. barrages, ouvrages de dérivations, de régulations) et des contraintes physiques de ces aménagements (e.g. capacité minimale et maximale des réservoirs, des capacités de production, des hauteurs de chute des ouvrages, des distances entre ouvrages).
- Des usages souhaités de la ressource en eau, i.e. des objectifs de la gestion du système physique.
- De la stratégie de gestion adoptée pour satisfaire au mieux les usages souhaités et objectifs pour lesquels les aménagements du système physique ont été conçus.

L'ensemble de ces composantes constitue ce que nous considérons être un **Système de gestion** (Figure 1.3).

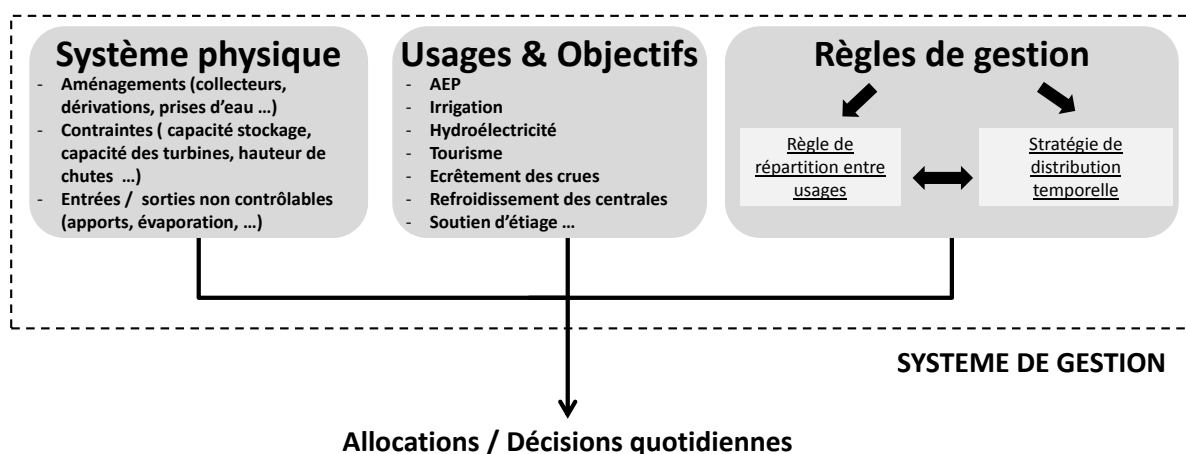


FIGURE 1.3 – Les trois principales composantes régissant les décisions quotidiennes du gestionnaire d'un système de gestion : un système physique, des usages et des objectifs à remplir / satisfaire, des règles de gestion.

Une règle de gestion se définit par une répartition entre usages et une distribution temporelle de la ressource en eau. Elle est souvent nécessaire afin de pouvoir espérer atteindre un ou plusieurs objectifs sur une période donnée. Elle se décompose donc en i) une *règle de répartition entre usages* et ii) une *stratégie de distribution temporelle*. Dans une configuration où les usages sont nombreux et variables dans le temps, les interactions entre la répartition entre usages et la répartition temporelle, peuvent être très fortes.

**Règle de répartition entre usages :** Le quatrième principe de la gestion de la ressource en eau<sup>a</sup>, établi lors de la Conférence Internationale sur l'eau et l'environnement à Dublin

a. 1<sup>er</sup> principe : Les ressources en eau sont finies et doivent être gérées selon des limites géographiques cohérentes (bassins hydrographiques ou aquifères). 2<sup>ème</sup> principe : La participation de tous les usagers est nécessaire à la gestion des ressources en eau dans un territoire donné. 3<sup>ème</sup> principe : Le rôle des femmes dans l'alimentation en eau, la gestion et la conservation des ressources en eau doit être reconnu et renforcé.

en 1992 (Rogers *et al.* [1998]), incite à considérer l'eau comme un bien économique du fait de ces multiples-usages concurrentiels. Différentes classes de valeurs de l'eau peuvent être définies (e.g. valeurs sociales, économiques, environnementales) et utilisées dans un processus de décisions (CIWEM [2010]). D'après Rogers *et al.* [1998], cela permettrait d'atteindre une performance globale du système, considérant à la fois les aspects sociaux, économiques et environnementaux de l'eau. Desvougues et Kerry Smith [1983] définissent en ce sens différentes valeurs de l'eau pouvant directement ou indirectement être associées à ces différents aspects et usages de l'eau comme la navigation et les activités récréatives sur les lacs et les cours d'eau, la production d'hydroélectricité ou encore l'irrigation (Figure 1.4).

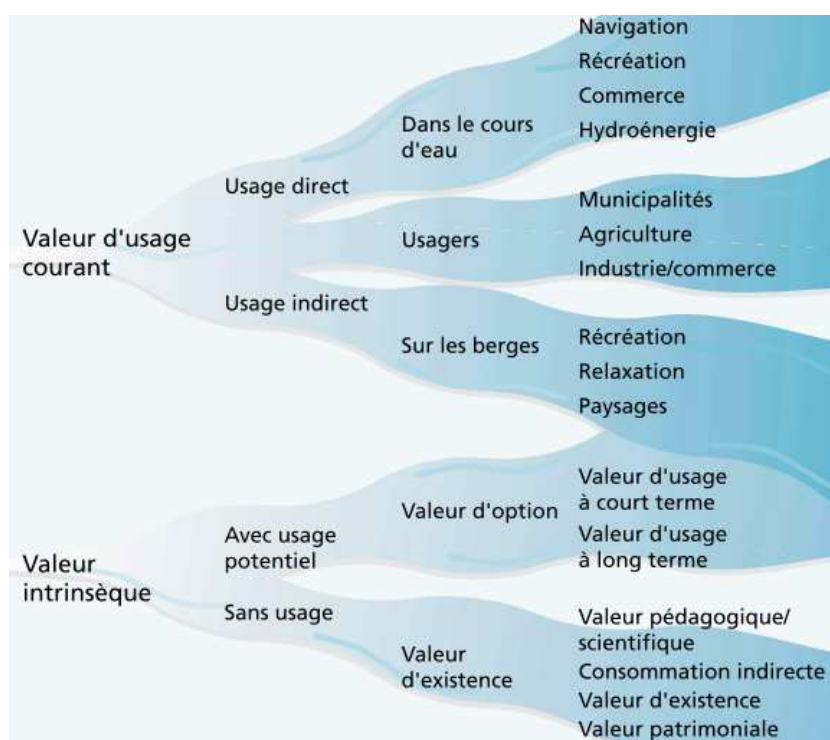


FIGURE 1.4 – Types de valeurs associées à l'eau. Par exemple la valeur *Récréation* peut être associée aux activités récréatives sur les berges des lacs et rivières, la valeur *Hydroénergie* à la production d'hydroélectricité (Desvougues et Kerry Smith [1983]).

Cependant, comme le rappellent à juste titre Loucks [1997] ou encore Ward *et al.* [1996], il est souvent difficile de chiffrer une valeur économique pour certains usages ou objectifs d'une retenue, comme par exemple le maintien dans le temps d'une eau de qualité pour les activités récréatives, la réhabilitation ou la préservation des écosystèmes en aval. En conséquence, la règle de répartition entre usages, même réduite à l'échelle d'un unique réservoir, est parfois difficile à définir équitablement (il n'est d'ailleurs pas facile de définir ce qu'est une gestion équitable). En pratique, les règles de répartition entre usages de nombreux réservoirs, ont été élaborées empiriquement au fil des années sur des considérations politiques et économiques (Westaway [2000]) pour réaliser un arbitrage entre usages et en intégrer de nouveaux.



**Stratégie de distribution temporelle :** Le questionnement classique d'un gestionnaire d'un ouvrage pourrait s'exprimer par l'interrogation suivante : "Ai-je intérêt à utiliser mon stock aujourd'hui ou à le réserver pour une utilisation ultérieure?" (Dupeyrat *et al.* [2008]). Pour y répondre, une stratégie de distribution temporelle est nécessaire. Elle est fonction de la capacité de stockage du réservoir considéré, et construite à partir d'un historique d'apports et de demandes (Moy *et al.* [1986]). Elle suppose une certaine prévisibilité des apports et/ou des usages à venir en terme de volume respectif et de saisonnalité. Si ces prévisibilités sont importantes, la stratégie de répartition temporelle peut être fortement structurée dans le temps. Pour illustration, la stratégie de distribution temporelle d'une retenue *Alpine*, implique par exemple un remplissage quasi-complet des réserves à la fin de l'automne, i.e. juste avant la période à laquelle les consommations électriques (et donc la demande) sont les plus élevées.

La règle de gestion d'un système peut par exemple se traduire par l'utilisation de courbes guides. Ces courbes guides peuvent prendre des formes différentes selon les problèmes de gestion considérés. Comme illustré pour le lac Bienne en Suisse sur la Figure 1.5a, les courbes guides indiquent le volume à lâcher en aval en fonction du niveau de remplissage de la retenue. Une autre forme de courbes guides est par exemple proposé sur la Figure 1.5b pour le réservoir Dharoi en Inde. Les courbes guides sont alors considérées comme des contraintes infranchissables sous certaines conditions (avec ou sans marge d'ajustement possible) ou au contraire franchissables en acceptant un taux de défaillance fixé (Seidou *et al.* [2003]). Par exemple pour le réservoir Dharoi Figure 1.5b, la courbe guide haute ne peut pas être dépassée sans augmenter le risque de débordement du réservoir. La fourniture en eau des agriculteurs en aval est diminuée (respectivement stoppée) si le niveau de remplissage du réservoir diminue en dessous de la courbe guide du milieu (respectivement de la courbe guide basse). Une stratégie de gestion peut ne pas être rigide dans le temps comme cela est le cas des stratégies proposées Figure 1.5. Dès lors qu'un système de prévision est associé à un système, la stratégie de gestion peut en effet s'adapter au fil du temps, en fonction de prévisions récentes.

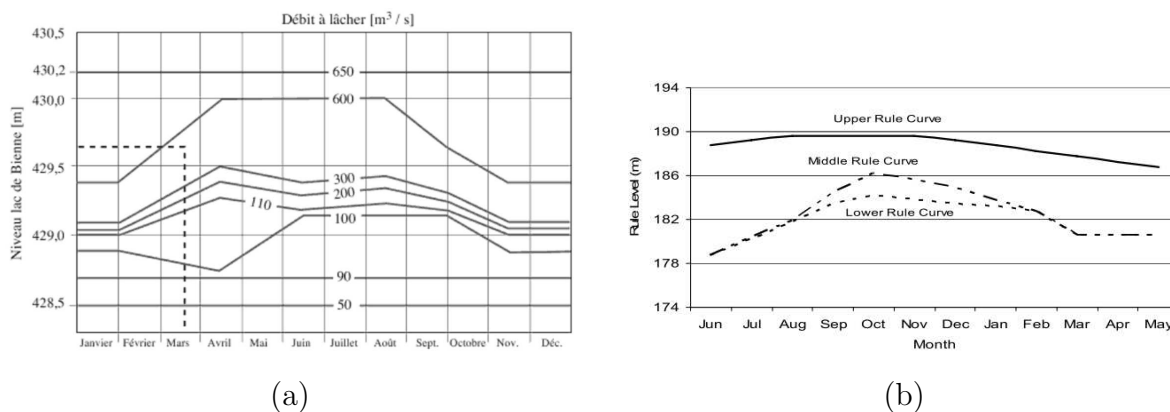


FIGURE 1.5 – (a) Courbes guides du lac Bienne (Suisse) La valeur du débit à relâcher dépend de la période de l'année et du niveau du lac. Adapté de Hingray *et al.* [2009b] (b) Courbe guide du réservoir Dharoi (Inde). Adapté de Jain *et al.* [1998]

La performance d'un système de gestion de ressource en eau décrit sa capacité à répondre aux différents objectifs considérés. Elle est souvent estimée par la valeur moyenne (et éventuellement la variance) obtenue pour diverses variables de sortie du système de gestion tels que les bénéfices réalisés lors d'une production hydro-électrique ou d'activités récréatives sur le lac ou encore la concentration en polluants en sortie d'ouvrage (Hashimoto *et al.* [1982]). Durant la dernière partie du 20<sup>ème</sup> siècle de nouveaux indicateurs de performance ont été développés, entre autres par Hashimoto *et al.* [1982] et Moy *et al.* [1986]. Une revue des différents indices de performance a été réalisée par McMahon *et al.* [2006]. Ces indicateurs, dont aucun n'est réellement idéal (Kjeldsen et Rosbjerg [2004]), fournissent une **mesure de la performance** des systèmes de gestion<sup>a</sup>. La valeur des indicateurs de performance dépend de deux facteurs (Figure 1.6a) :

1. De l'adéquation naturelle entre la ressource et les usages de l'eau en terme de volume moyen et de temporalité : La satisfaction des usages est plus difficile à garantir si leur adéquation avec la ressource est mauvaise.
2. De la règle de gestion choisie : i) Si une règle de répartition définit une usage  $X$  prioritaire devant un usage  $Y$  (noté  $X > Y$ ), les performances mesurées, pour la satisfaction de  $X$  et de  $Y$  respectivement, seraient *a priori* différentes de celles qui auraient pu être obtenues si  $Y$  avait été prioritaire devant  $X$  ( $X < Y$ ). ii) Une stratégie de distribution temporelle basée sur une prévision de la ressource et/ou des usages à satisfaire sera *a priori* plus performante qu'une stratégie "aveugle".

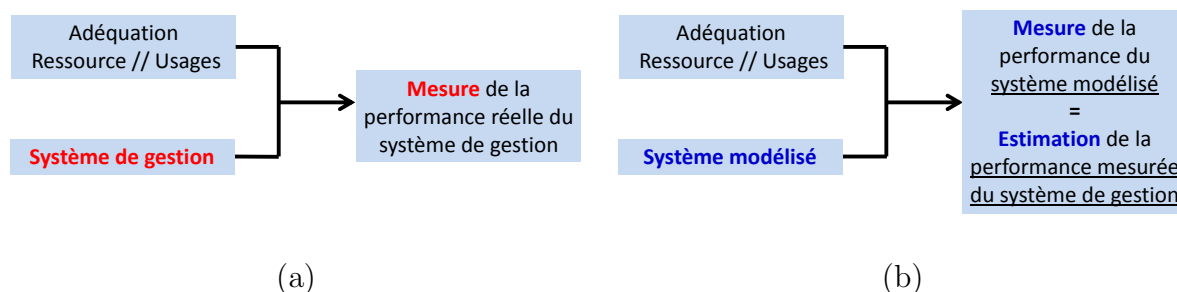


FIGURE 1.6 – (a) Schéma de principe de la **mesure** de la performance d'un système de gestion  
(b) Schéma de principe de l'**estimation** de la performance d'un système modélisé *via* un modèle gestion

L'utilisation des indicateurs de performance a par exemple permis de réaliser des études prospectives, et d'estimer la performance de systèmes encore à l'étape de projet (Tilmant et Kelman [2007]; Jeuland [2010]), ou de comparer différentes stratégies de gestion (Ajami *et al.* [2008]; Wolfgang *et al.* [2009]). Ce type d'étude nécessite *a fortiori* un modèle mathématique (i.e. un modèle de gestion) permettant de simuler la gestion de ces ouvrages pour ces nouvelles conditions comme, l'évolution du système physique (construction de nouveaux aménagements, augmentation de la taille d'une retenue existante), la suppression ou l'ajout d'objectifs pour le

a. Tout n'étant pas mesurable (e.g. le confort offert par la rivière au compartiment piscicole (reproduction, circulation)), cette mesure de la performance ne peut être qu'une estimation de la performance réelle du système de gestion qui ne peut pas, *a priori* être calculée.

système ou encore la modification d’une contrainte environnementale. Dès lors qu’un système réel de gestion est conceptualisé sous la forme d’un programme mathématique, nous parlerons donc de **système modélisé** plutôt que de système de gestion. Un système modélisé se compose généralement d’une modélisation du système physique, de scénarios de prévisions d’apports, d’usages, de règles de répartition entre usages et d’une stratégie de distribution temporelle qui peut par exemple être obtenue à partir d’un algorithme d’optimisation (Figure 1.7).

Il existe de nombreuses méthodes pour simuler la gestion d’un système modélisé. Parmi ces méthodes, nous retrouvons des méthodes d’optimisation comme la programmation linéaire (Vicuña *et al.* [2008]; Madani et Lund [2010]; Vicuña *et al.* [2011]), la programmation dynamique (Faber et Stedinger [2001]; Tilmant et Kelman [2007]; Minville *et al.* [2009]; Vicuña *et al.* [2010]; Goor *et al.* [2010]), les réseaux de neurones (Oliveira et Loucks [1997]; Simonovic et Akter [2004]; Eum et Simonovic [2010]) ou encore des méthodes heuristiques (Yao et Georgakakos [2001]; Hingray *et al.* [2007b]; Schaeffli *et al.* [2007]; Turgeon [2007]; Veijalainen *et al.* [2010]). Yakowitz [1982], Yeh [1985] ou encore Wurbs [1993] ont réalisé des revues de ces différentes méthodes. Un algorithme d’optimisation permet de calculer à chaque instant la quantité d’eau à stocker ou à déstocker afin de maximiser une *fonction objectif* choisie (ou fonction de satisfaction, ou fonction d’utilité). La fonction objectif doit intégrer le mieux possible (ou le moins mal possible tant cet exercice est difficile) une estimation de la satisfaction des différents usagers de la ressource en eau. Les modèles de gestion ne sont qu’une représentation imparfaite des systèmes réels de gestion. Utilisées dans un contexte opérationnel, les décisions pseudo-optimales (car solutions d’un problème *a fortiori* simplifié du cas réel) obtenues avec les modèles de gestion constituent malgré tout une aide précieuse à la décision pour le gestionnaire du système de gestion réel (Figure 1.7).

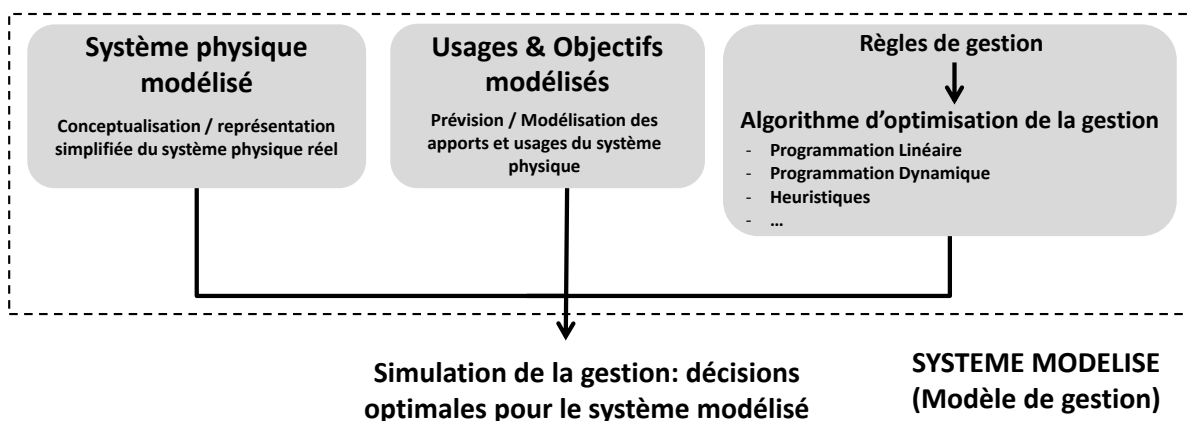


FIGURE 1.7 – Schéma de principe d’un modèle de gestion. Il est composé d’une représentation simplifiée du système physique réel du système de gestion, d’une représentation simplifiée des usages de la ressource et d’un algorithme d’optimisation

Par abus de langage, nous parlerons de décision optimale pour décrire les décisions résultant de l’optimisation de la gestion d’un système modélisé. Ces décisions optimales ne constituent évidemment pas les décisions optimales pour le système de gestion réel.

Les indicateurs de performance peuvent également être appliqués aux sorties du système modélisé (Figure 1.6b). **La performance mesurée du système modélisé est alors une estimation de la performance réelle du système de gestion**, qui ne peut être mesurée qu'*a posteriori*. La performance du système modélisé est d'autant plus proche de la performance réelle que le système modélisé est une bonne représentation du système réel de gestion.

## 1.2. RESSOURCE EN EAU ET USAGES FUTURS

Les modifications durant le siècle à venir de la ressource en eau et de ses usages vont venir exacerber le défi des gestionnaires des systèmes de gestion actuels (Viviroli *et al.* [2011]). Les règles de gestion opérationnelles des systèmes de gestion actuels, pourraient *a priori* être inadéquates pour ce nouveau contexte climato-socio-économique, car non conçues pour celui-ci. Une question de plus en plus au goût du jour concerne la durabilité de ces systèmes de gestion : sont-ils viables dans l'avenir ? La performance de ces systèmes est-elle amenée à être modifiée ? Idéalement, nous souhaiterions que ces systèmes puissent s'adapter le mieux aux conditions futures.

Le premier pas vers l'adaptation des règles de gestion des systèmes est d'évaluer au mieux, à la fois les modifications de la ressource en eau et des usages, qui comme le rappellent Roche *et al.* [2012], sont indissociables. En effet, la ressource en eau ne peut être abondante ou rare, qu'au regard des usages que l'on souhaite en faire.

La présente section fait un état des lieux, nécessairement non exhaustif, des modifications probables pour le siècle à venir quant à la disponibilité de la ressource et des usages associés ainsi que des conséquences possibles de ces changements sur les systèmes de gestion.

### 1.2.1. Modification de la ressource en eau

L'étude de l'impact hydrologique du changement climatique est un domaine de recherche très large, dans lequel de nombreuses incertitudes subsistent, à la fois en terme de moyenne et de variabilité (Xu [1999]).

Il est aujourd'hui accepté par l'ensemble de la communauté scientifique que le changement climatique actuel est lié à la modification du forçage radiatif terrestre (IPCC [2007a]). Les augmentations des températures et les modifications des régimes des précipitations, résultantes du changement de climat, modifieront à terme le cycle hydrologique aussi bien en terme de moyenne annuelle qu'en terme de saisonnalité ou de variabilité. Les résultats présentés dans le rapport technique du GIEC<sup>a</sup> sur le changement climatique et la ressource en eau (Bates *et al.* [2008]) illustrent avec plus ou moins de confiance selon les régions du globe, une augmentation

---

a. Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat. En anglais IPCC, International Panel on Climate Change

ou une diminution de la ressource en eau (Figure 1.8). De manière générale, les régions les plus sèches (e.g. le pourtour de la Méditerranée, l'ouest des États-Unis, de l'Australie et le sud de l'Afrique) devraient d'autant plus s'assécher et inversement (e.g. les régions Nordiques, l'Inde et l'Afrique orientale du fait des régimes de moussons, devraient être plus humides qu'aujourd'hui).

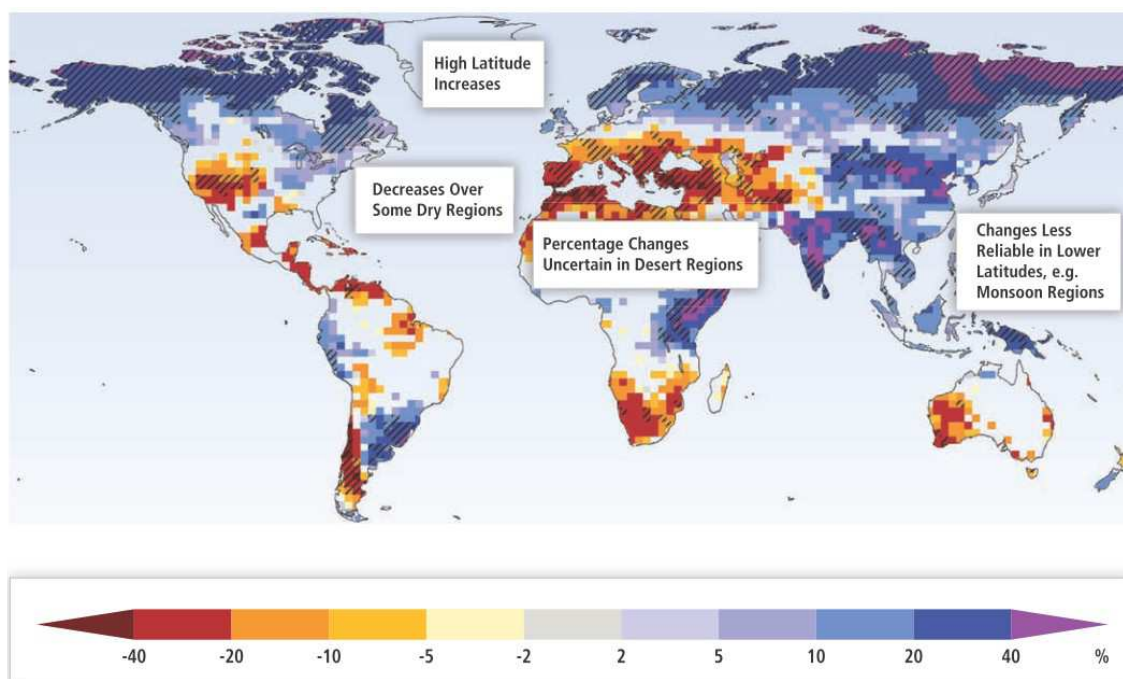


FIGURE 1.8 – Modification du module des débits de rivières à grande échelle (en pourcentage) pour la période 2090-2099 comparée à 1980-1999. Les valeurs présentées sont les médianes de 12 modèles climatiques (Scénario SRES A1B). Les zones pour lesquelles moins de 66 % des modèles ne présentent pas le même signe de modifications sont coloriées en blanc. Les zones hachurées sont celles pour lesquelles le signe de la modification concorde dans plus de 90% des cas. Adapté de IPCC [2007b]

Les nombreuses études d'impact du changement climatique en milieu alpin présentent toutes des résultats similaires sur les modifications à attendre des comportements hydrologiques des bassins versants, particulièrement en zone de montagne (e.g. Middelkoop *et al.* [2001]; Nohara *et al.* [2006]; Horton *et al.* [2006]; Schneider *et al.* [2012]; Lafaysse *et al.* [2013]). Les études des modifications de disponibilité de la ressource en eau attendues dans ces régions ont fait l'objet d'une revue proposée par Barnett *et al.* [2005]. Dans ces régions, les débits hivernaux futurs pourraient être plus élevés qu'aujourd'hui du fait de la hausse des températures qui entraînerait une diminution du taux de précipitations sous forme solide à cette période. L'accumulation hivernale de neige et de glace devrait donc être moins importante sur ces bassins versants ce qui réduirait l'intensité des crues printanières lors de la période de fonte.

Par ailleurs, la modification du climat pourrait également modifier la saisonnalité des débits de rivières. Schneider *et al.* [2012] montrent par exemple que l'augmentation des températures engendrerait une fonte précoce des manteaux neigeux puis de la glace sur certains bassins en Europe et que par suite, les ondes de fonte de certains fleuves Alpains et Nordiques pourraient être avancées de plus de 30 jours (Ces rivières sont illustrées en couleur violette sur la Figure 1.9). De telles modifications de saisonnalité pourraient également être observées pour des régimes

hydrologiques de type pluvial, considérant une probable modification de la saisonnalité des précipitations<sup>a</sup> bien que la diminution des précipitations dans ces régions, en terme de moyenne annuelle, devrait être la première cause des modifications de débits de rivières (Lettenmaier *et al.* [1999]).

De manière générale, le régime hydrologique des bassins versants alpins (régime nival) serait plus sensible au changement de températures que celui des bassins versants en aval (régime pluvial) qui serait davantage soumis à la modification du régime des précipitations.

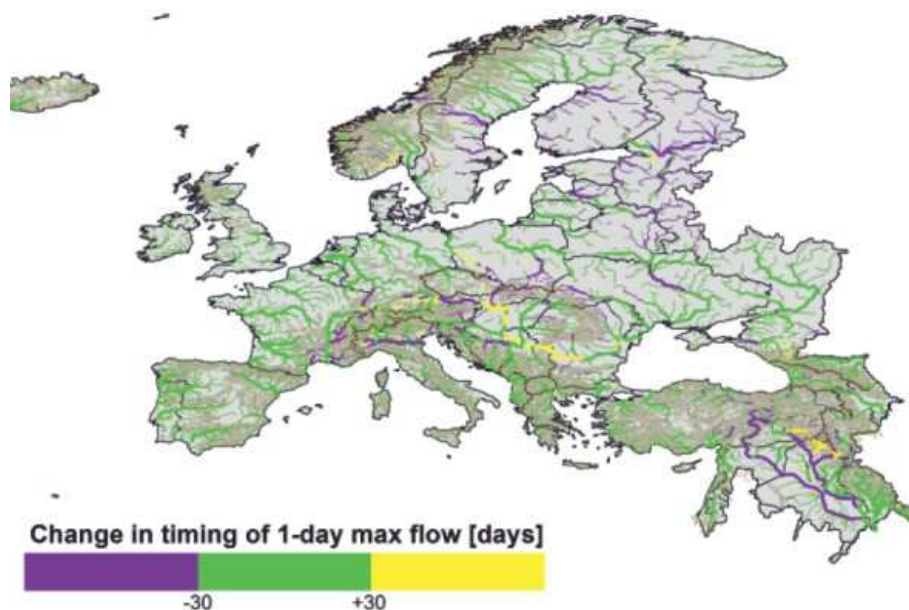


FIGURE 1.9 – Modification de la saisonnalité des débits de rivières à l’horizon 2041-2070 (Scénario SRES A2) Adapté de Schneider *et al.* [2012]

Comme le suggère par exemple Knox [2000] *via* une étude paléohydrologique, une faible modification des forçages climatiques pourrait impliquer une modification importante de la variabilité des événements hydrologiques extrêmes. Ainsi, le changement de climat pourrait également se traduire par une augmentation en fréquence des événements de crue ou d’étiage sévères. Les épisodes de sécheresse résulteraient de l’accroissement de la demande évaporative due à l’augmentation des températures ainsi qu’à une diminution des précipitations durant l’été comme le montrent Douville *et al.* [2002] pour l’Europe du sud et centrale. Au contraire, Christensen et Christensen [2003] montrent que la fréquence et l’intensité des crues pourraient augmenter dans ces régions malgré une tendance à la diminution des précipitations. Une conséquence probable de cette augmentation en fréquence des crues serait à terme, d’accélérer la sédimentation des réservoirs<sup>b</sup> dégradant la qualité des eaux et limitant au fil des années leurs capacités de stockage (Greimann *et al.* [2012]). Le changement de variabilité des débits de rivières affecterait donc à la fois la sûreté des populations (crues et étiages sévères) et la durabilité des ouvrages.

a. e.g. Beyene *et al.* [2010] montrent une modification de la saisonnalité des débits du Nil bleu du fait de la modification de la saisonnalité des précipitations.

b. Phénomène de dépôt de sédiments au fond des lacs-réservoirs

Un autre impact du changement climatique sur la ressource en eau pourrait être la dégradation de sa qualité. Whitehead *et al.* [2009] ont réalisé une revue des modifications probables des eaux de surface continentales. Par exemple, la diminution des écoulements en rivière entraînerait une dilution moins importante des substances polluantes et donc à un abaissement de la qualité des eaux. Cet effet, associé à l'augmentation des températures des eaux des rivières<sup>a</sup>, affectant la cinétique des réactions chimiques, conduirait à une dégradation importante des hydrosystèmes. Une deuxième exemple de l'impact de l'augmentation des températures de l'eau (ici en hiver), serait la diminution des échanges en nutriments des eaux de surfaces et des eaux profondes dans les grands lacs (Straile *et al.* [2003]), ce qui pourrait engendrer une stratification des eaux et par suite la dégradation de ces milieux aquatiques.

Les combinaisons de ces modifications devraient *a priori* modifier les clés de répartitions temporelle et entre usages des systèmes de gestion, cela même en ne considérant aucune modification des usages de l'eau par rapport à aujourd'hui, que ce soit en terme de volume de demande, de saisonnalité et de variabilité. Cette hypothèse n'est bien entendu pas réaliste du tout, les usages de l'eau s'adapteront *a minima* à la modification de la ressource, et donc du climat.

Les possibles modifications des usages de la ressource en eau, ainsi que les évolutions probables du secteur énergétique impactant sensiblement les systèmes de gestion, sont discutées section 1.2.2.

### 1.2.2. Modification des usages de l'eau

C'est une certitude, les usages de l'eau vont être amenés à évoluer à moyen et long terme. La question du devenir de ces usages fait intervenir entre autres des considérations économiques, politiques, sociales et environnementales. En conséquence de quoi, l'évaluation même grossière des modifications possibles des usages de l'eau, s'avère être un exercice beaucoup plus difficile que d'évaluer l'évolution possible de la ressource elle-même. Les usages seront, à la fois modifiés par le changement climatique mais également et surtout par les modifications des sociétés dans lesquelles nous vivons. Le terme de *Changement Global* regroupe ces deux effets. Cette section a comme objectif de présenter quelques exemples de modifications d'usages de l'eau pouvant être suspectées. Cette liste est bien entendu non exhaustive.

En montagne, le secteur touristique et indirectement ses liens avec la ressource en eau, est amené à évoluer. Pour preuve la revue écrite par Beniston [2003] qui, sans oublier le secteur touristique, parcourt une large gamme des impacts probables du changement de climat en région de montagne. Perry et Smith [1996] expliquent par exemple que l'augmentation des températures pourrait permettre d'augmenter la durée de la période propice aux activités de plein air l'été, ce qui pourrait engendrer une plus grande diversité de ces dernières. Rixen *et al.* [2011] montrent que le nombre de jours skiabiles en Suisse devrait être amené à diminuer du fait d'un enneigement

---

a. Il a été montré que l'augmentation des températures des eaux des rivières pouvait être reliée à l'augmentation des températures de l'air et la diminution des débits. Par exemple, Moatar et Gailhard [2006] font état de ces résultats sur la Loire (France)

réduit dû à la hausse des températures de l'air. L'utilisation de neige de culture, une alternative potentiellement viable économiquement pour certaines stations, pourrait modifier considérablement les bilans en eau des têtes de bassin. En France, malgré le fait que les besoins importants en eau pour la production de neige de culture (de l'ordre de  $3000m^3$  d'eau par hectare de piste selon Denarie [2005]) soient localisés au plus mauvais moment de l'année<sup>a</sup>, cette alternative a commencé à se développer durant les dernières années et pourrait se généraliser davantage (Marnezy [2008]).

A une échelle plus globale, la FAO<sup>b</sup> explique dans un récent rapport sur la sécurité alimentaire (Turrall *et al.* [2011]), que les diminutions de débits de rivières et des niveaux des nappes phréatiques attendues dans des régions telles que le bassin Méditerranéen et les zones semi-arides d'Amérique, d'Australie et d'Afrique du sud, affecteront davantage la disponibilité de l'eau dans ces régions. Dans ce même rapport, la FAO prévient également des risques encourus par les populations vivant dans les grands deltas (e.g. les grandes deltas Asiatiques), pour lesquelles, en plus de l'augmentation du stress causé par la diminution des débits de rivières, va venir s'ajouter des problèmes de salinisation<sup>c</sup> des terres agricoles résultant de l'augmentation du niveau des mers.

La diminution de la ressource disponible pour l'agriculture dans ces régions est d'autant plus préoccupante qu'elle sera couplée avec une augmentation de la demande en irrigation du seul fait de l'augmentation des températures (Turrall *et al.* [2011]). Toujours dans ce même rapport, la FAO propose certaines solutions comme la modification des habitudes alimentaires des populations ce qui permettrait d'économiser d'importants volumes d'eau en choisissant par exemple des cultures à meilleur rendement. Giannakopoulos *et al.* [2005] proposent sur le bassin Méditerranéen d'adapter les calendriers culturaux, ce qui pourrait limiter les effets néfastes du changement de climat sur les cultures mais pourrait néanmoins requérir, dans certains cas, une augmentation de 40 % de la demande en irrigation.

Le secteur énergétique pourrait, d'un certain point de vue, engendrer un stress supplémentaire vis-à-vis de la sécurité alimentaire des populations et donc de l'usage agricole de l'eau. En effet depuis une dizaine d'années, la pression grandissante sur des ressources fossiles limitées, a entraîné l'émergence d'un nouveau type de carburant : les *agrocarburants* (également appelés *biocarburants*). Du fait de subventions, ce type de culture est souvent plus rentable que les cultures vivrières qui représentent environ 80 % de l'agriculture des pays en voie de développement (Mazoyer et Roudart [1998]). La concurrence des exploitations des sols pourrait à terme, engendrer une hausse des prix des denrées alimentaires, qui s'aligneraient sur les prix de marché de l'énergie (Iacona *et al.* [2012]).

En supplément de la hausse des besoins en eau agricole du seul fait du climat, l'augmentation de la population mondiale durant le siècle à venir, et donc des besoins en eau, va engendrer une

a. Période d'étiage hivernal et de sollicitation importante de l'hydroélectricité

b. Food and Agriculture Organization of the United Nations *Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture*

c. La salinisation est le phénomène d'accumulation de sels dans les sols. La principale conséquence de ce phénomène est une dégradation des sols les rendant impropres à l'agriculture par accumulation de certains ions.



accentuation importante de ces besoins. De Marsily [2009] a tenté d'estimer les besoins mondiaux en eau aux horizons 2025 et 2050 (Tableau 1.1).

		1900	1950	1980	2000	2025	2050
<b>Population</b>	M hab	2000	2540	4410	6180	8000	9200
<b>Eau agricole</b>							
Surface irriguées	M ha	47	101	198	264	307	331
Consommation irrigation	$Gm^3/an$	321	722	1445	1991	2143	2309
<b>Eau industrielle</b>							
Consommations industrielles	$Gm^3/an$	5	19	71	88	104	116
<b>Eau domestique</b>							
Consommations domestiques	$Gm^3/an$	5	17	38	53	74	86
<b>Autres</b>							
Eau évaporée des barrages	$Gm^3/an$	0.3	11	131	208	302	362

TABLEAU 1.1 – Évolution des consommations mondiales d'eau. Adaptée de De Marsily [2009]

L'augmentation de la demande globale en eau due à l'augmentation de la population (cf. Tableau 1.1) et au développement économique des pays en voie de développement est, comme le montrent Vörösmarty *et al.* [2000], largement supérieure à celle causée par le changement de climat (Figure 1.10).

De façon similaire, la demande mondiale en énergie est amenée à largement augmenter du fait de l'accroissement de la population mondiale d'une part et du développement des pays émergents d'autre part (Iacona *et al.* [2012]). L'évolution des consommations électriques en France est étudiée par la RTE<sup>a</sup>. Pour la majorité des scénarios de développements socio-économiques considérés (Figure 1.11), la RTE prévoit dans la majorité des cas une augmentation des consommations électriques à l'horizon 2030 (le seul scénario pour lequel les consommations électriques diminueraient à l'horizon 2030 considèrent en fait une faible croissance démographique ainsi qu'une faible croissance économique).

Le changement climatique va également impacter le marché de l'électricité (fourniture et demande en électricité). Mideksa et Kallbekken [2010] proposent une revue récente sur ce sujet. A titre d'exemple, l'augmentation des températures devrait engendrer une modification de la saisonnalité des besoins en énergie (i.e. diminution du chauffage l'hiver et augmentation de la climatisation l'été) comme le montrent Parkpoom *et al.* [2004] pour les pays du sud-est Asiatique, ou encore Karl *et al.* [2009] aux États-Unis. Vliet *et al.* [2012] illustrent également en Europe et aux États-Unis la vulnérabilité des centrales thermiques et nucléaires, pour lesquelles le refroidissement durant les étés risque d'être menacé par la hausse des températures de l'eau et la diminution des débits.

a. Réseau Transport en Électricité

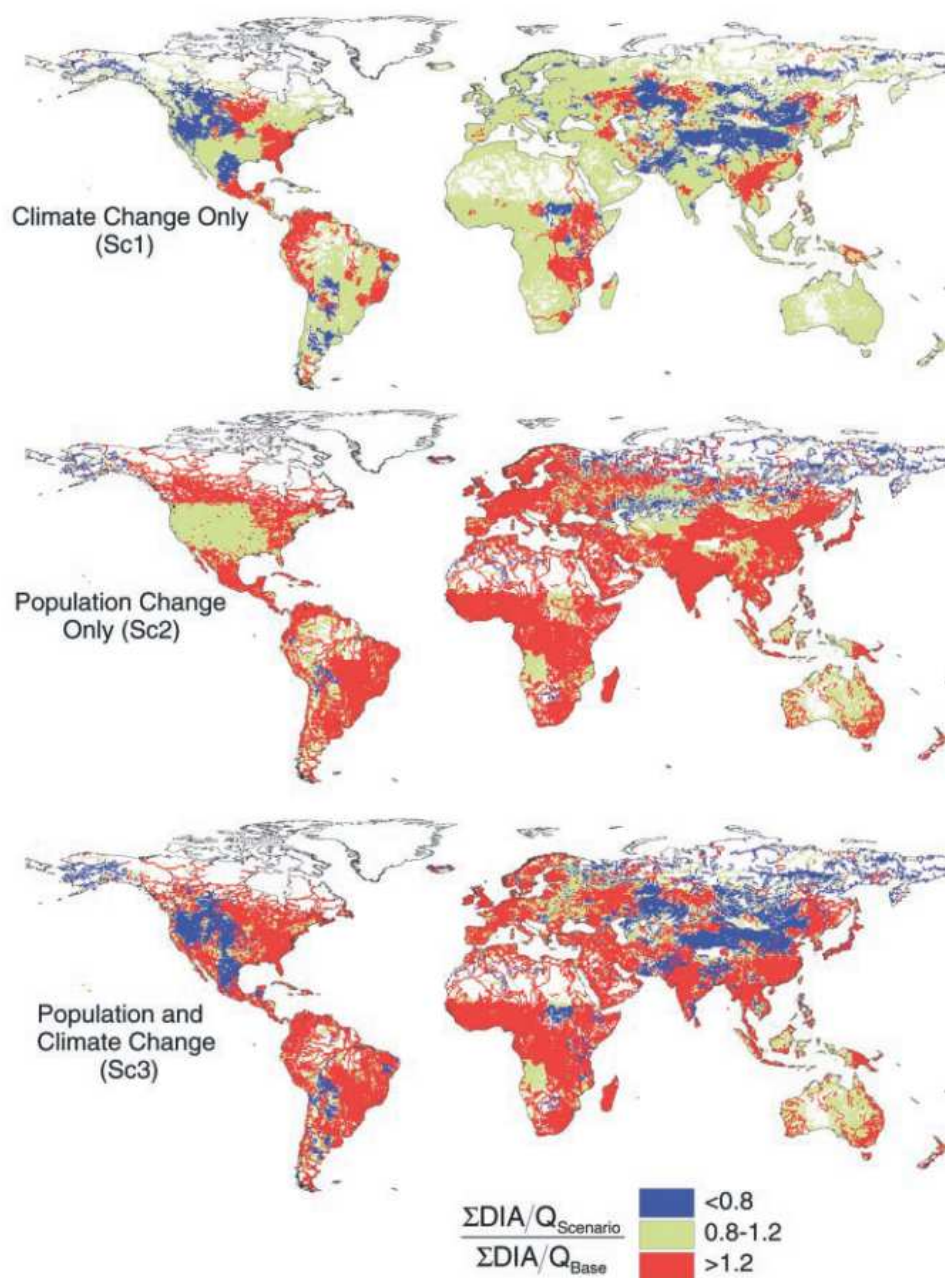


FIGURE 1.10 – Évolution du stress des populations vis-à-vis du manque d'eau entre les années 2025 ( $\sum DIA/Q_{scenario}$ ) et l'année 1985  $\sum DIA/Q_{base}$ . L'indicateur de stress  $\sum DIA/Q$  (sans unité) est défini comme le ratio entre la demande en eau mondiale  $\sum DIA$  (demande Domestique, Industrielle et Agricole) et les débits de rivières  $\sum Q$ . D'après (Vörösmarty *et al.* [2000])

Dans un contexte hypothétique où les ressources primaires<sup>a</sup> ne seraient pas limitées, et en l'absence de réchauffement climatique, il pourrait être assez aisé de répondre à cet accroissement de la demande énergétique. Il suffirait par exemple de construire davantage de centrales thermiques (pétrole, gaz et charbon)<sup>b</sup>. Ce n'est malheureusement pas le cas.

a. i.e. charbon, gaz, pétrole

b. 67 % de l'électricité mondiale consommée durant l'année 2009 à été produite via des centrales thermiques (Iacona *et al.* [2012])

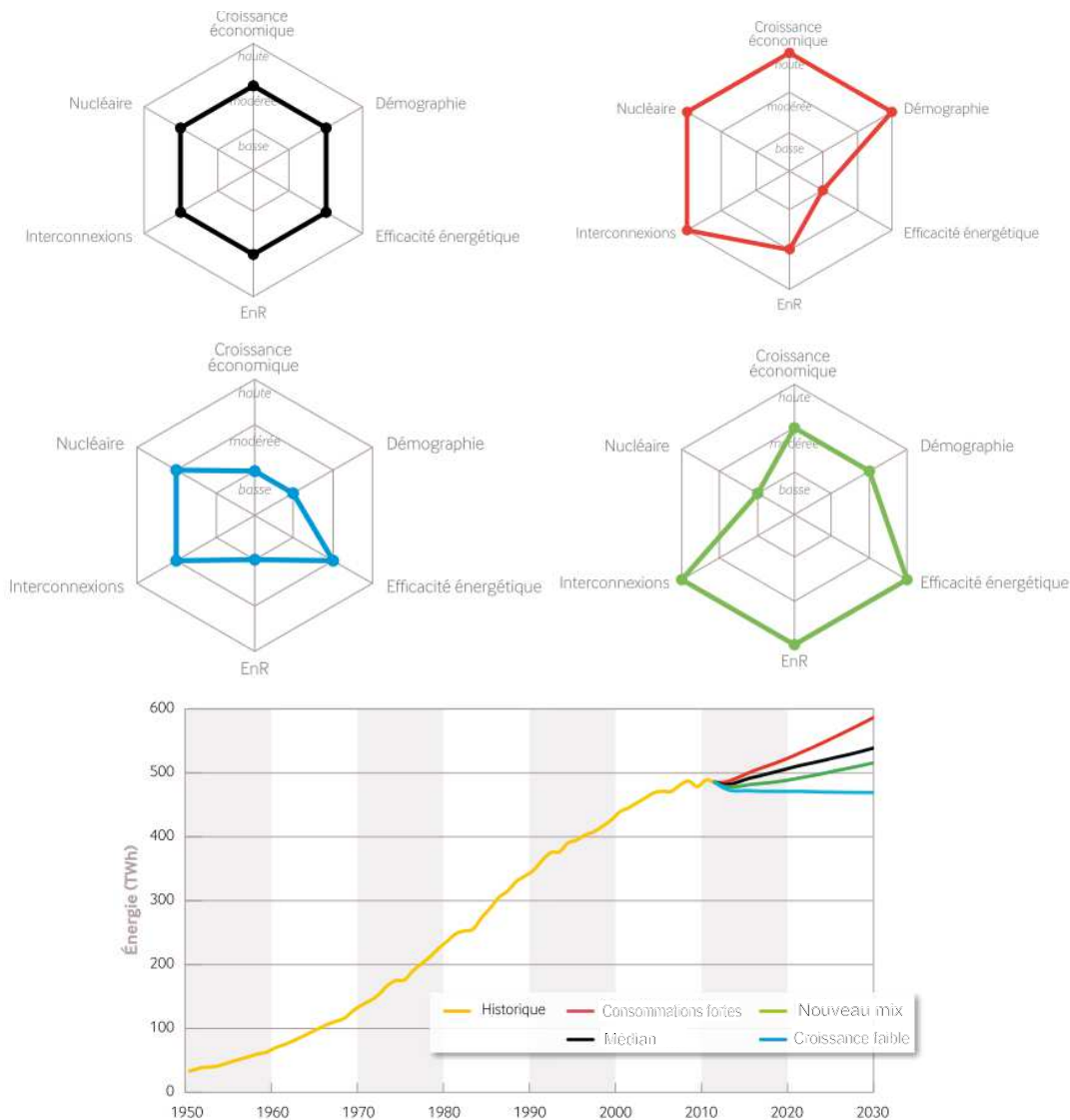


FIGURE 1.11 – Projections de demande en électricité en France à l’horizon 2030. Ces projections sont réalisées pour quatre scénarios de développement socio-économique. Ces scénarios sont basés sur six critères : la croissance économique, la croissance démographique, le développement de l’efficacité énergétique et des énergies renouvelables, l’amélioration des interconnexions entre réseaux électriques (Smart grid) et l’évolution du parc nucléaire. Noir :scénario médian ; Rouge : Consommations fortes ; Bleu : Croissance faible ; Vert : Nouveau mix-énergétique. Le détail de ces scénarios de développements sont disponibles dans le rapport RTE [2012]

Des politiques de dé-carbonisation de nos sociétés sont progressivement mises en place, et se traduiront à terme par une évolution du paysage énergétique. A titre d’exemple, la *feuille de route pour l’énergie à l’horizon 2050* établie par la Commission Européenne en 2011 ([http://ec.europa.eu/news/energy/111219\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/news/energy/111219_fr.htm)) ambitionne une diminution de 80 à 95 % des émissions de gaz à effet de serre à cet horizon. Selon cette Commission, l’efficacité énergétique<sup>a</sup> doit rester la préoccupation majeure des transformations à venir. Une telle politique de sobriété

a. L’efficacité énergétique ou l’efficience énergétique, vise à réduire les dépenses énergétiques tout en maintenant pour l’usager une satisfaction inchangée.

énergétique permettrait à terme de limiter la demande énergétique globale (cf. scénario "Nouveau mix" Figure 1.11). Les effets de ces efforts pourraient toutefois être limités par ce que les économistes appellent *l'effet rebond* (Broc [2012]). Cet effet se définit comme la réduction voire l'annulation des économies d'énergie par des modifications de comportement de la société<sup>a</sup>. D'après Belmans [2012] les consommations électriques devraient continuer à augmenter malgré l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils électriques.

En réponse au changement du climat et à la raréfaction (et donc à l'augmentation des prix) des ressources fossiles, le mix-énergétique devrait donc être amené à se diversifier dans les prochaines décennies. Belmans [2012] propose par exemple un ensemble de mesures et directions à prendre dans le secteur de la recherche afin de mettre en place un réseau intelligent<sup>b</sup> à l'échelle Européenne à l'horizon 2050. Le parc de production est appelé à se diversifier au niveau national et international. Les énergies renouvelables intermittentes (solaire et éolienne) prendraient une place importante dans ces nouveaux réseaux électriques (Figure 1.12).

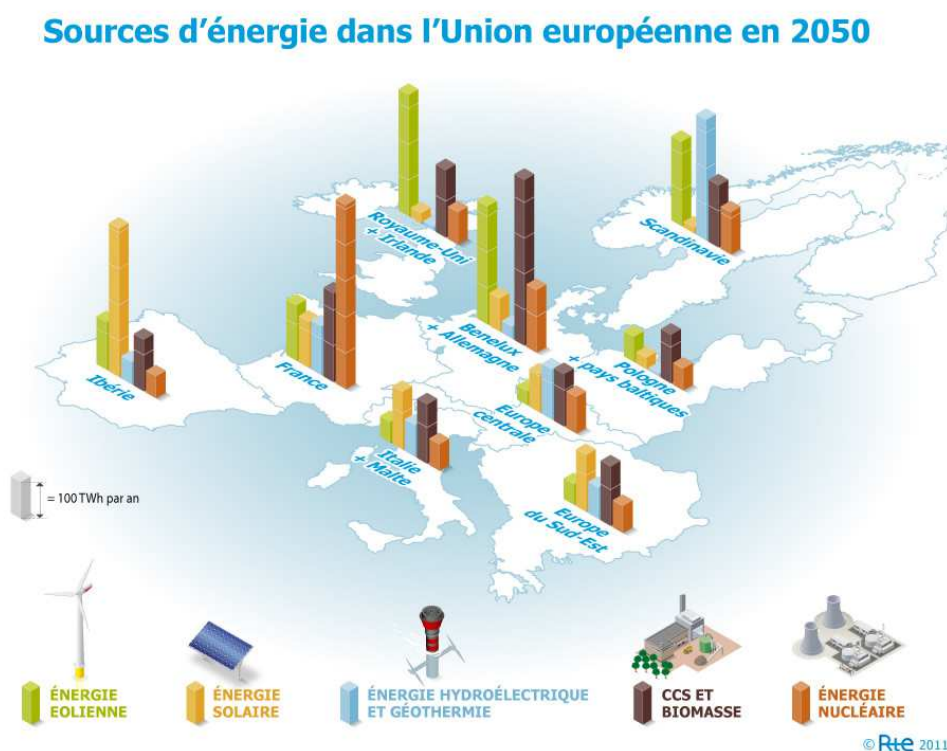


FIGURE 1.12 – Répartition du mix énergétique en Europe à l'horizon 2050. Les énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydraulique) sont amenées à occuper une place plus importante qu'à l'heure actuelle) Source : RTE

a. Des exemples simples d'effet rebond seraient le fait d'éteindre moins fréquemment les ampoules basses consommations ou d'utiliser davantage des voitures plus économes et moins polluantes.

b. Le *réseau intelligent* ("Smart Grids") est un réseau de distribution d'électricité conçu pour optimiser la production, la distribution et la consommation d'électricité. Il a pour but de lier l'offre à la demande en énergie. Une revue de ce nouveau domaine de recherche est proposée par Sun *et al.* [2011]

Quelle serait alors la place de l'hydroélectricité de barrage dans ce nouveau mix énergétique ? Sera-t-elle toujours utilisée lors des pics de consommations ? Les réservoirs hydrauliques seront-ils davantage associés à des STEP<sup>a</sup> permettant d'améliorer l'adéquation entre l'offre très intermittente des énergies éolienne et solaire, et la demande en énergie.

Ces questions illustrent bien entendu qu'une infime partie des directions possibles de l'hydroélectricité. Le rôle qu'elle jouera réellement dans le siècle à venir est encore difficile à évaluer avec certitude, du fait de la nature multi-usages de l'eau et des difficultés à évaluer le devenir de ces usages.

Néanmoins, le travail réalisé de cette thèse sera uniquement focalisé sur les modifications liées au climat malgré le fait que de nombreux aspects, dont certains ont été abordés ici (e.g. augmentation population, développement économique, intégration des énergies renouvelables intermittentes dans un nouveau mix-énergétique, modification des usages du sol) soient très importants, et conditionneront fortement le devenir de la ressource en eau ainsi que sa gestion (Viviroli *et al.* [2011]).

La complexité des différents facteurs qui conditionnent l'élaboration des règles de gestion d'une part et les fortes incertitudes associées aux climats régionaux futurs ainsi qu'aux usages futurs d'autre part, rendent impossible l'anticipation des modifications à prévoir des règles de gestion. La seule analyse possible est d'estimer la performance des systèmes de gestion dans le cadre de scénarios futurs très simplifiés (les contextes ressource-usages-contraintes étudiés sont nécessairement très loin des configurations qui seront réellement observées).

### 1.3. RÈGLES DE GESTION ACTUELLES : QUELLE ADÉQUATION POUR DEMAIN ?

"*Stationarity is dead*" : Milly *et al.* [2008] font le deuil de l'hypothèse de stationnarité du contexte climato-économique à partir duquel les règles de gestion des systèmes actuels ont été développées (i.e. de l'hypothèse que les variables climatiques et les usages de l'eau fluctuent au sein d'une enveloppe de variabilité fixée). Les modifications de fréquences des événements extrêmes, de moyennes, de saisonnalité ou encore de qualité de l'eau des rivières, devraient nécessiter des mesures d'adaptation des systèmes physiques proprement dits ainsi que de leurs règles de gestion associées. Ceci pourrait s'avérer coûteux du point de vue monétaire mais également en terme d'investissements de nos sociétés. Ces adaptations impliqueront à fortiori la nécessité de trouver des compromis en ce qui concerne les nouveaux conflits pouvant émerger entre différents, et potentiellement nouveaux usages de l'eau (Miller *et al.* [1997]). En voici quelques exemples tirés de la gestion d'ouvrages à vocation hydroélectrique :

---

a. STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Ce type d'installation permet de pomper l'eau en aval des barrages lors des périodes où la consommation est basse, pour la restituer après turbinage pendant les périodes à plus fortes consommations

Payne *et al.* [2004] proposent un ensemble de mesures permettant d'adapter les règles de gestion des retenues du bassin du fleuve Columbia. Parmi celles-ci on retrouve, l'avancée dans l'année du remplissage des réservoirs (afin de garantir un remplissage complet malgré la diminution des apports en fin d'été), l'augmentation de la production hydroélectrique durant les périodes de fortes chaleurs (pour répondre à la hausse des consommations dues à l'augmentation des températures) ou encore l'augmentation du volume réservé aux débits minimaux. Sur ce même bassin et avec les règles de gestion actuelles conservées en climat futur, Christensen *et al.* [2004] montrent qu'une diminution de l'ordre de 17 % des débits entraînerait une diminution de 40 % du volume des réserves. En conséquence de quoi Vanrheenen *et al.* [2004] concluent que même en appliquant des politiques de mitigation ou d'adaptation, il sera impossible de conserver le niveau de performance actuel de ce système.

Kundzewicz [2009] relève néanmoins le fait que certains effets du changement climatique pourraient être positifs sur la ressource en eau dans certaines régions (cf. Figure 1.8 les régions du monde pour lesquelles les débits de rivières sont amenés à augmenter). Minville *et al.* [2009] montrent par exemple au Canada une hausse de la production énergétique due à la hausse des débits dans cette région. Mais même lorsque les effets du changement climatique peuvent se montrer positifs pour certains usages, des mesures d'adaptation de la gestion peuvent néanmoins s'avérer nécessaires pour en optimiser l'utilisation. En contre partie de la probable hausse de production hydroélectrique dans ces régions, le risque de crue pourrait être plus élevé qu'à l'heure actuelle (Minville *et al.* [2009]; Veijalainen *et al.* [2010]). Adapter les courbes guides des ouvrages, comme proposé par Veijalainen *et al.* [2010] pour un ensemble de grands lac scandinaves, permettrait de limiter le risque de crue et d'étiage sévère mais diminuerait la capacité du système à bénéficier pleinement de l'augmentation possible de production électrique.

## 1.4. CONCLUSION : OBJECTIFS DE LA THÈSE

Cette thèse est effectuée dans le cadre du projet RIWER 2030. Ce projet a pour objectifs d'évaluer l'impact du changement climatique sur la ressource en eau et sur les ressources énergétiques associées sur le bassin alpin de la Durance à l'entrée du barrage de Serre-Ponçon (<http://www.lthe.fr/RIWER2030/AboutRIWER.html>). Le barrage de Serre-Ponçon est multi-usages (prélèvement pour irrigation, eau potable, soutien d'étiage, maintien d'une cote estivale pour les activités récréatives et production d'hydroélectricité).

L'évaluation de la modification de la performance du système de gestion de Serre-Ponçon (SP) dans un contexte de changement climatique est le fil rouge de cette thèse. Ce système de gestion est présenté dans les grandes lignes au chapitre 2.

Vis-à-vis des méthodes employées dans le cadre de la gestion opérationnelle de ce système, les outils qui seront utilisés dans cette étude seront nécessairement simplifiés afin de pouvoir les utiliser dans un contexte de données limitées et de changement climatique.

Dans un premier temps, l'objet de cette thèse sera donc d'explorer la faisabilité d'un modèle de gestion pour la réserve de Serre-Ponçon qui soit une représentation réaliste de la gestion actuelle de l'ouvrage, mais suffisamment simple pour être appliquée dans un contexte de "données limitées". Pour ce faire il faut *a minima* :

- Disposer d'une modélisation des apports au réservoir de Serre-Ponçon, des usages et contraintes du système. Nous présenterons dans le chapitre 3 les différents modèles simplifiés permettant d'estimer les différentes demandes en eau (irrigation, soutien d'étiage et production d'hydroélectricité).
- Pouvoir simuler la gestion de l'aménagement. Nous présenterons au chapitre 4 un modèle d'optimisation de la gestion sous contraintes. Pour cet aspect, trois différentes versions de l'algorithme d'optimisation (basé sur la programmation dynamique) ont été mises en place, correspondant à différents niveaux de prévisibilité des sollicitations à venir sur le barrage (i.e. Avenir Certain, Avenir Incertain Prévu, et Avenir Incertain Climatologique).

Dans un second temps, l'objectif de cette thèse sera de présenter différentes mesures de la performance du système modélisé de Serre-Ponçon. La performance du système modélisé sera estimée pour les différents modèles de gestion pour la période récente dans le chapitre 5. Nous présenterons ensuite dans le chapitre 6, le cadre d'analyse que nous utiliserons ensuite pour effectuer l'estimation de la performance du système modélisé en contexte de climat modifié.

Nous évaluerons dans le chapitre 7, les modifications de la performance estimée par un modèle de gestion entre différentes périodes contrôle et futures. En particulier, nous estimerons les incertitudes liées à la chaîne de simulation utilisée pour la génération des scénarios météorologiques utilisés en entrée du modèle gestion. Différents modèles de circulation générale (GCM) et différentes méthodes de descente d'échelle statistique composent ces différentes chaînes de simulation, permettant de générer les scénarios météorologiques à l'échelle du bassin de Serre-Ponçon.

Nous estimerons ensuite au chapitre 8 si cette évaluation de modifications de performance dépend ou non du modèle de gestion considéré pour simuler la gestion du système.

# Synthèse

## **La gestion de la ressource en eau au sein de la thèse**

La gestion de la ressource en eau est un domaine de recherche pluri-disciplinaire très large mixant à la fois des problématiques économiques, politiques, sociétales et environnementales. Elle nécessite, dans un contexte opérationnel, une stratégie de gestion permettant de calculer les allocations quotidiennes de cette ressource.

## **Le changement global et la gestion de la ressource en eau**

Le changement global (changement climatique et évolution des sociétés) se traduira par une augmentation de la demande en eau (agricole, industrielle et domestique) et une augmentation de la demande énergétique. L'évolution du paysage énergétique dans les décennies à venir est très incertaine. La diversification des moyens de production et l'apparition de plus en plus importante des énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien) rend difficile à estimer dans ce nouveau mix énergétique, la sollicitation des aménagements hydrauliques par le système électrique qui devront s'adapter à ces changements. La performance future de ces aménagements sera ainsi fonction de la modification de l'adéquation ressource-demande et des nouvelles stratégies de gestion mises en place.

## **Estimation de la performance des systèmes en climat futurs**

Pour évaluer aujourd'hui la performance future d'un système de gestion, il est nécessaire de pouvoir simuler les règles de gestion de ce dernier *via* un modèle de gestion. Les modèles de gestion sont une représentation simplifiée du réel problème de gestion. La performance obtenue pour le comportement simulé du système de gestion à l'aide des modèles de gestion ne peut donc être qu'une estimation de la performance réelle du système de gestion.

## **Principaux objectifs de la thèse :**

1. Proposer un modèle de gestion de l'aménagement de Serre-Ponçon pour estimer la pérennité des règles de gestion actuelles dans un contexte de changement climatique.
2. Évaluer les incertitudes liées à la chaîne de simulation des scénarios météorologiques régionaux futurs sur l'estimation de la performance du système de gestion de Serre-Ponçon.
3. Évaluer les incertitudes liées aux modèles de gestion sur l'estimation de la performance du système de gestion de Serre-Ponçon.





## Partie II

# Gestion de Serre-Ponçon : Principe et modèles



# Chapitre 2

## Cas d'étude : La Chaîne de Production Hydraulique Durance-Verdon

Très tôt dans l'histoire, le climat aride du sud-est de la France a obligé les populations locales à exploiter rapidement les ressources en eau régionales. L'exploitation des eaux de la Durance a ainsi débuté depuis plus de huit cents ans. Elle a particulièrement augmenté durant le siècle dernier. Historiquement, l'usage agricole a été la principale justification de l'utilisation de cette eau, mais au fil des années de nouveaux usages se sont développés le long des berges de la rivière. Aujourd'hui, une grande partie de l'eau de la Durance est détournée vers un canal le long duquel de nombreux ouvrages hydroélectriques ont vu le jour durant les dernières décennies. Avec la retenue de Serre-Ponçon (SP) positionnée en tête de ce canal sur la Durance et la retenue de Sainte-Croix (SC) sur le Verdon, l'ensemble de ces aménagements composent la *Chaîne de Production Hydraulique Durance-Verdon* (CPH-DV).

Ce chapitre est essentiellement descriptif. Il a vocation à présenter la CPH-DV et sa gouvernance (section 2.1), le contexte climatique de la Durance (en particulier son régime hydrologique, section 2.2) ainsi que les différents usages de l'eau sur la Durance et pratiques du gestionnaire EDF (section 2.3).

### 2.1. CHAÎNE HYDRAULIQUE DURANCE-VERDON : ENJEUX ET CONTRAINTES

Initialement construit pour actionner un moulin à farine, le canal Saint Julien (Figure 2.1) est le premier des aménagements construits sur la Durance (Bertin [1960]). Sa construction date de l'année 1171. Toujours en activité, cet aménagement permet encore aujourd'hui l'irrigation d'une plaine agricole d'une surface de 6000 *ha* dans le Vaucluse (France). Ce premier aménagement symbolise l'importance de la distribution spatiale de l'eau sur le bassin de la Durance. L'augmentation conjointe des surfaces irriguées (particulièrement durant le 16<sup>ème</sup> siècle) et des

besoins en eau potable et industrielle (19<sup>ème</sup> siècle) a forcé les populations locales à construire davantage d'aménagements de ce type pour subvenir aux besoins d'une population croissante. Mahiou *et al.* [2003] expliquent que malgré le nombre important de prises d'eau construites au 19<sup>ème</sup> siècle, l'aléa naturel des débits de la Durance pouvait engendrer des pénuries d'eau (1895) ou fragiliser, voir détruire les équipements installés lors d'épisodes de crues sévères (1843, 1856).



FIGURE 2.1 – Canal Saint Julien à Cheval-Blanc, Vaucluse, France (*Photo : Wikipédia 'Véronique PAGNIER'*)

L'idée de construire un grand barrage (Serre-Ponçon, Figure 2.2) en amont des usages, se développe dès le début du 19<sup>ème</sup> siècle. Ce barrage permettrait de i) protéger les installations pour éviter de devoir les reconstruire à chaque passage d'une crue et de ii) protéger les populations et cultures de pénuries d'eau trop sévères. La construction de cette retenue est repoussée à plusieurs reprises pour des raisons techniques et / ou administratives (Mahiou *et al.* [2003]). La construction et l'exploitation de l'aménagement de SP et de la Basse-Durance sont finalement concédées à Électricité de France (EDF) par la loi du 5 Janvier 1955. Au moment de la construction de la retenue de SP, les objectifs établis de cet aménagement étaient :

- la régulation des eaux du cours d'eau naturel,
- l'alimentation en eau potable et agricole de la Basse-Durance,
- la production d'hydroélectricité.

La mise en eau de la retenue a été réalisée lors de l'année 1960. Pendant les cinquante années suivantes, de nombreux ouvrages sont venus compléter ceux déjà existants sur le bassin. Aujourd'hui, la majeure partie de l'eau de la Durance transite désormais entre SP et l'étang de Berre dans un canal usinier de plus de 180 kms de longueur (Figure 2.3). La Durance n'est pas la seule rivière à contribuer aux volumes écoulés dans ce canal. De nombreux affluents de la Durance comme le Verdon, l'Asse ou encore le Büech y contribuent également. Sur la branche Verdon, d'importantes retenues ont également été construites durant le siècle dernier. La plus importante est la retenue de SC, mise en eau en 1974.

La capacité de ce canal est de 250 m<sup>3</sup>/s. Tout le long de celui-ci, l'eau est successivement turbinée par des usines au fil de l'eau (Points rouges Figure 2.3). Au total, 22 usines hydroélectriques composent la CPH-DV (incluant les usines situées sur le Verdon). Des barrages de tailles plus modeste (Points jaunes Figure 2.3) ont également été construits sur le canal dans le but de i) réguler l'eau dans le canal et de ii) collecter les apports complémentaires des bassins versants



FIGURE 2.2 – Barrage de Serre-Ponçon. La retenue est alimentée par la Durance et l’Ubaye. La réserve de Espinasses peut être observée dans le bas de la photo. Cette retenue est le point de départ du canal usinier EDF sur la branche Durance. Photo : ‘Camille Sim’

intermédiaires (BVI). La gestion de ces retenues est en grande partie conditionnée par leur faible capacité de stockage, ce qui les amène à se vider et à se remplir parfois plusieurs fois au sein d’une même journée. L’optimisation de la production hydroélectrique de la CPH-DV est confiée à EDF qui est délégataire de l’exploitation de l’ensemble de ces branches (i.e les branches Durance, Verdon et Basse-Durance, cf. Figure 2.3). Il faut toutefois noter que chaque ouvrage de l’aménagement dispose d’un cahier des charges qui lui est propre (Balland *et al.* [2002]). La puissance totale installée sur la CPH-DV est de 2000 MW, soit l’équivalent de deux tranches nucléaires, et est mobilisable en dix minutes. La production annuelle de la CPH-DV est de l’ordre de 6,5 milliards de kWh ce qui équivaut à 40 % de l’électricité produite en région PACA (EDF [2012a]). Les caractéristiques des retenues de la CPH-DV sont présentées dans le Tableau A.1 de l’annexe.

Le positionnement en tête de la CPH-DV fait de SP l’ouvrage clé de la chaîne, suivi de SC. Leur capacité de stockage importante (1230 Mm<sup>3</sup> pour SP et 760 Mm<sup>3</sup> pour SC) permet l’alimentation en eau continue du canal et par conséquent permet de satisfaire les usages à l’aval dans des conditions où les débits naturels seuls n’auraient pu le permettre. Ainsi, les branches Durance et Verdon de la CPH-DV constituent de réelles réserves agricoles (Figure 2.4). La convention du 24 novembre 1953 alloue un volume de 200 Mm<sup>3</sup> de SP à cet effet. Sur la branche Verdon, la convention du 21 mars 1962 définit un volume maximum de 250 Mm<sup>3</sup> comme réserve agricole, réparti entre les réservoirs de SC (140 Mm<sup>3</sup>), de Castillon (85 Mm<sup>3</sup>) et de Bimont (25 Mm<sup>3</sup>). La gestion de la réserve agricole sur la branche Verdon est confiée à la Société du Canal de Provence (SCP) dont la concession se limite aux départements est de la région Provence Alpes Côte d’Azur (PACA) (décret du 15 mai 1963). La réserve agricole permet l’irrigation d’une surface de l’ordre de 150 000 ha. Entre la retenue de Cadarache et le viaduc de Barbentane (Avignon), le partage de la réserve agricole entre les différents utilisateurs est confiée au Syndicat Mixte d’Aménagement de la Vallée de la Durance (SMAVD) par le décret de 22 juillet 1982.

L’enjeu touristique sur les berges du lac de SP et des retenues du Verdon est également présent au sein de la gestion de la CPH-DV bien que les concessions des ouvrages ne le mentionnent

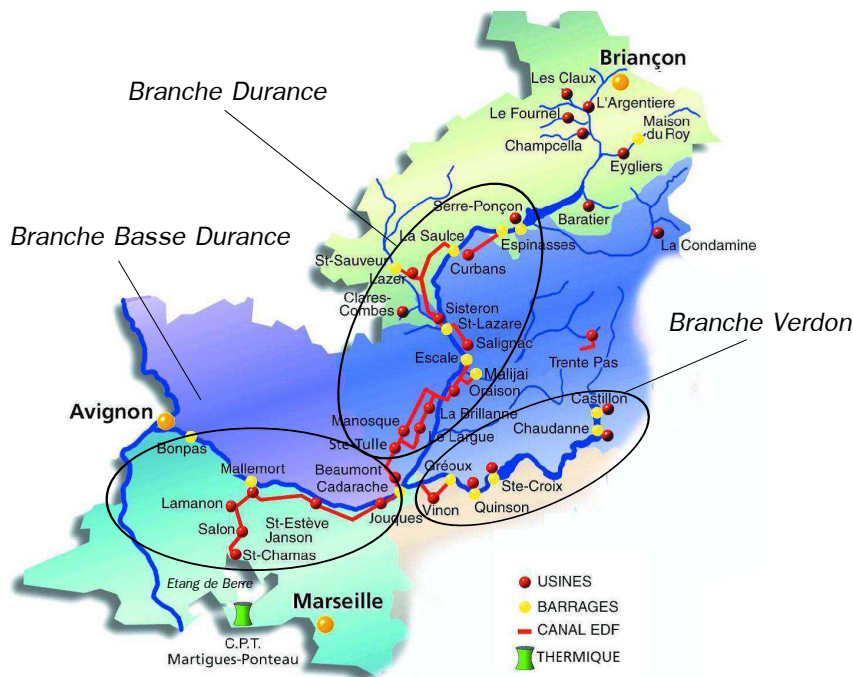


FIGURE 2.3 – Chaîne Hydraulique Durance-Verdon (Source : Mahiou *et al.* [2003])

aucunement. Du fait d’une pression sociale évidente et de revenus économiques importants, cet aspect n’est pas ignoré par le gestionnaire EDF. De plus des activités récréatives sur certains cours d’eau comme le Buëch ou l’Asse peuvent être rendus possibles grâce à des lâchés d’eau en été.

Le partage des eaux de la Durance entre les différents usages pourrait laisser envisager des complications lors de périodes de pénuries. Cependant dans ce cas, des solutions de mitigation peuvent être mises en place. En effet en Basse Durance, si le besoin s’en fait ressentir, des tranches d’eau supplémentaires de 25 Mm<sup>3</sup> peuvent être mobilisées pour alimenter les canaux d’irrigation moyennant une indemnisation à hauteur du préjudice subi par le gestionnaire EDF (Convention du 24 novembre 1953). Des discussions entre les différents acteurs sur le bassin peuvent également être engagées comme ce fut le cas durant la sécheresse de 2002, afin de limiter le stress sur le bassin versant (Roux [2003]). Cette année là, la pluie cumulée et l’enneigement observés début janvier étaient les plus bas depuis le début des observations en 1948. Les débits entrant dans la retenue de SP du mois d’octobre 2001 au mois de janvier 2002 étaient de l’ordre de 60 % des apports moyens à cette période. Les prévisions d’apports au 30 juin se situaient entre 40 et 60 % des normales. Les satisfactions des besoins agricoles et touristiques durant l’été 2002 semblaient compromises. En conséquence, EDF a pris dès le mois de Décembre 2001 des mesures visant à garantir l’approvisionnement en eau potable et en eau agricole, tout en limitant l’impact sur le niveau des lacs pour limiter l’impact sur le tourisme. Par exemple, dès le 22 décembre 2001, la centrale thermique de Martigues a été employée à sa capacité maximale afin de se substituer à une diminution de production de la CPH-DV durant l’hiver 2001/2002. De plus, les irrigants de la Basse-Durance, réunis au sein de la Commission Exécutive de la Durance (CED), ont fait preuve de solidarité en réduisant significativement leur consommation d’eau durant l’année

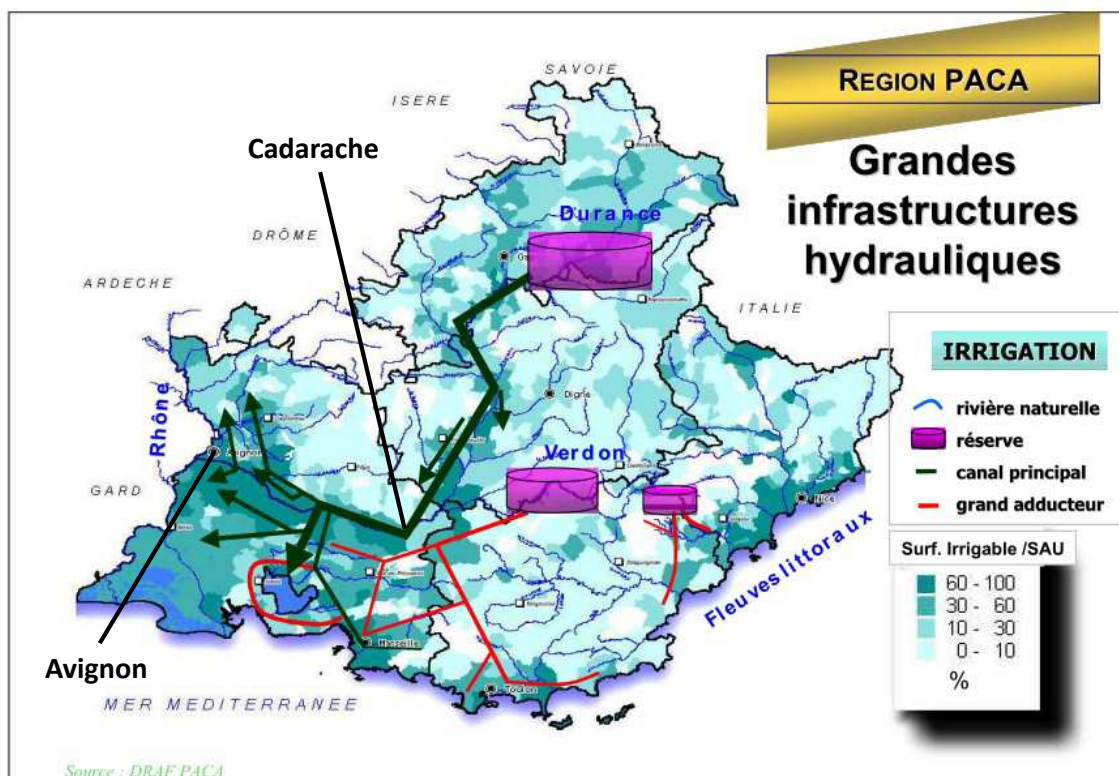


FIGURE 2.4 – Carte de la région PACA. Les réserves agricoles sont indiquées par des cylindres violets. Le canal usinier EDF est représenté par des flèches vertes. Les canaux de la SCP sont représentés par des traits rouges. De Cadarache à Avignon (viaduc de Barbentane) la SMADV est délégataire du partage des tranches d'eau agricoles sur le bassin.

(i.e. une diminution de 13 % des prélèvements moyens entre les mois de février et septembre 2002). Ces différentes actions ont permis de garantir l'alimentation en eau des canaux, la saison touristique sur les berges des lacs et la production énergétique. La gestion de cette crise est une réussite, et n'aurait pu être réalisée sans le partage d'informations, entre les différents acteurs sur le bassin.

## 2.2. L'EAU DE LA DURANCE

La Durance est une rivière du sud-est de la France. Avec une longueur supérieure à 300 km, elle est la plus importante rivière provençale. Elle se jette dans le Rhône à Avignon.

### 2.2.1. L'eau de la Durance en amont de Serre-Ponçon

L'influence Méditerranéenne et la protection du massif des Écrins contre les perturbations océaniques rendent le climat du bassin versant de la Durance à l'amont de SP plus sec que le reste des Alpes du nord (Durand *et al.* [2009]). Au niveau de SP (BV = 3580 km<sup>2</sup>), le régime de la rivière est très peu influencé par des ouvrages en amont. Il est du type nival :



- La part importante de précipitations solides durant l’hiver engendre de faibles débits à cette période. L’essentiel des précipitations est stocké sous forme de neige sur le bassin jusqu’à l’arrivée de températures plus douces au printemps.
- La fonte du manteau neigeux au printemps engendre des apports importants à cette saison. En hydrologie, le terme utilisé pour nommer ces apports estivaux liés à la fonte des neiges est *”onde de fonte”*. Ainsi, l’estimation des stocks nivaux sur le bassin permet une bonne estimation des volumes écoulés durant le printemps ce qui est une caractéristique importante de ce type de régime hydrologique.
- Durant l’été, la rivière n’est jamais à sec, même en l’absence de précipitations. La fonte du manteau neigeux puis de la glace des hautes altitudes du bassin versant permet de maintenir les débits à des valeurs parfois même élevées.
- Durant l’automne, d’importantes crues peuvent survenir en raison de forts événements pluvieux.

Il n’y a pas de mesure directe des apports à la retenue de SP. Ces apports sont cependant reconstitués à partir du bilan aménagement de SP. L’estimation du débit entrant à SP est réalisée à partir de la quantité d’énergie produite et de la hauteur mesurée du lac. Dans ce cas, ces apports reconstitués sont nommés *ANR* (Apports Naturels Reconstitués). Les ANR de la Durance à la réserve de SP sont présentés Figure 2.5a de 1960 à 2000. Du fait de la composante nivale du bassin versant, les ANR à SP présentent une saisonnalité très marquée (courbe rouge Figure 2.5a). Toutefois, les ANR présentent une variabilité saisonnière et inter-annuelle importante (Tableau 2.1). A titre d’exemple, sur la période 1960-2000, le volume annuel écoulé dans SP durant l’année 1977 a été supérieur à 7600 Mm<sup>3</sup> alors que durant l’année 1989, seulement 2700 Mm<sup>3</sup> sont entrés dans la retenue (Figure 2.5b et Tableau 2.1). A l’échelle saisonnière, une importante variabilité inter-annuelle est également observée. A titre d’exemple, durant la saison JJA (juin - juillet - août), le rapport entre le volume minimal (757 Mm<sup>3</sup>) et le volume maximal (3737.9 Mm<sup>3</sup>) entré dans la retenue de SP est proche de cinq (Tableau 2.1). Au contraire, les faibles ANR hivernaux sont les moins variables et présentent un écart type minimal.

	DJF	MAM	JJA	SON	Annuel
Min	343.7	873.7	757.3	587	2711.1
Moy	530.4	1529.9	2005.5	958	5023
Max	744.7	2162.9	3737.9	1751.4	7635.1
Ecart-type	108.2	268.5	540.5	279.8	894.7

TABLEAU 2.1 – Variabilité saisonnière et inter-annuelle des ANR à la réserve de Serre-Ponçon (Mm<sup>3</sup>)

Au sein de la période 1960-2000 il est possible de discerner une variabilité basse fréquence dans la série des ANR à la retenue, et ainsi de dissocier des séquences d’années *sèches* comme la période 1987-1990 et des séquences plus *humides* comme 1975-1977 (Figure 2.5b).

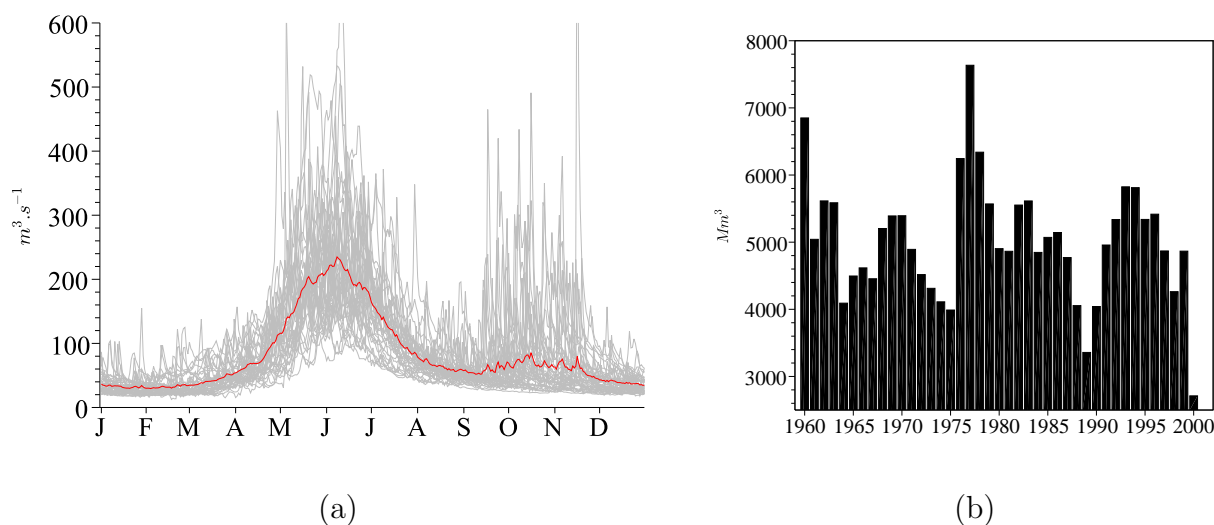


FIGURE 2.5 – (a) Rouge : Moyenne inter-annuelle journalière des ANR à la réserve de Serre-Ponçon. Gris : ANR à Serre-Ponçon de 1960 à 2000. (b) Variabilité inter-annuelle des ANR entrant dans Serre-Ponçon. Aucune tendance d'évolution des ANR n'est observée sur la période 1960-2000 à l'échelle annuelle.

En conclusion, les volumes importants d'eau entrant dans la réserve de SP ( $Q_{moyen} \approx 80m^3/s$ ) présentent une saisonnalité très marquée mais surtout une variabilité saisonnière et inter-annuelle importante. Dans un contexte de gestion, la saisonnalité des ANR permet au gestionnaire de pouvoir anticiper certains objectifs et contraintes et d'établir une stratégie de gestion. Au contraire, la variabilité importante que présentent les ANR à SP, altère la vision de l'avenir du gestionnaire et complique l'exploitation et le respect des objectifs de la réserve de SP et d'un point de vue plus global, celui d'un système de ressource en eau tel que la CPH-DV. Dans la suite du document, les apports ANR pourront être considérés comme des observations, et pourront donc être nommés de la sorte. Ces données ont été fournies par le gestionnaire EDF de la retenue de SP.

### 2.2.2. L'eau de la Durance en aval de Serre-Ponçon

La région entre le lac de SP et Mirabeau (Figure 2.6a) est une zone de transition entre le régime nival et le régime Méditerranéen qui se caractérise par des étiages sévères l'été en absence de précipitation, et de fortes crues l'automne causées par de violents orages. Cette région définit la Moyenne Durance. De Mirabeau jusqu'au Rhône, la région de la Basse-Durance, l'agriculture y est intensive et nécessite une importante irrigation des terres.

Il n'existe pas de mesures exhaustives des contributions des différents BVI au canal usinier EDF. Ces volumes d'apports peuvent toutefois être estimés *via* les bilans aménagements de la CPH-DV. Ce travail a été réalisé par EDF lors du projet *GIS-Durance* (Prudhomme [2003]). A titre d'exemple, les apports inter-annuels moyens journaliers de quatre affluents de la Durance sont présentés Figure 2.6b sur la période 1990-2003. Ces quatre affluents sont positionnés sur la carte Figure 2.6a.

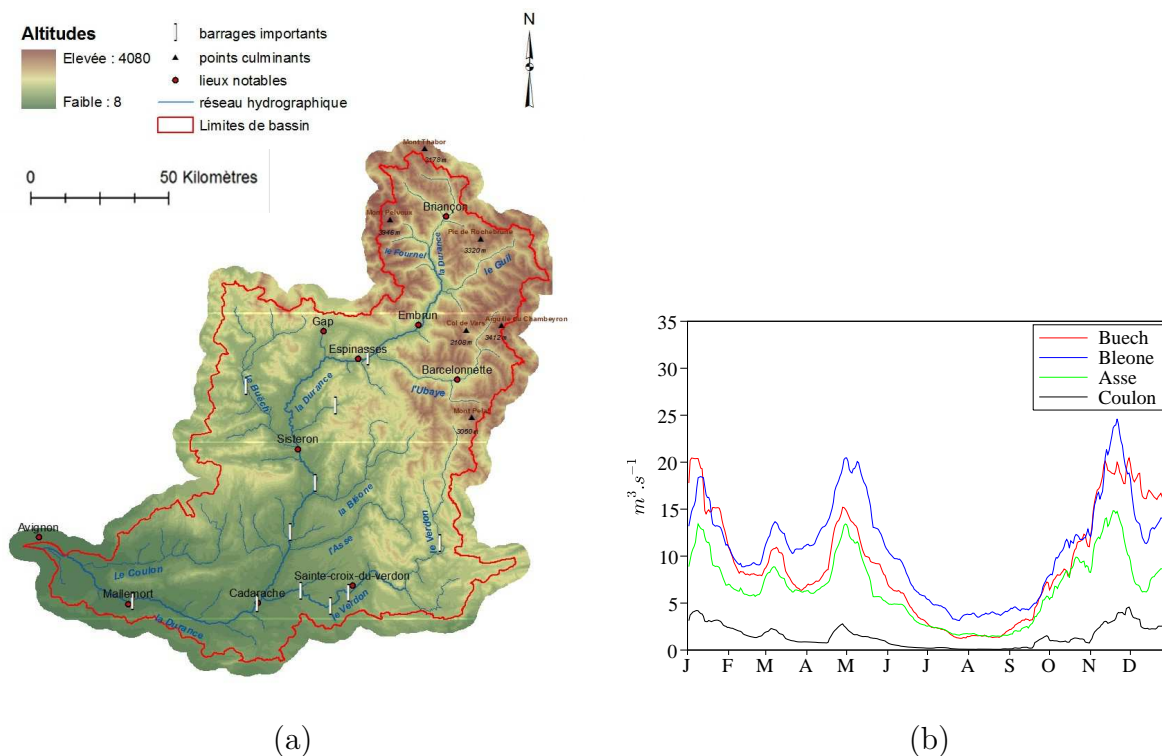


FIGURE 2.6 – (a) Carte du bassin versant de la Durance à l’amont d’Avignon (b) Évolution du régime hydrologique des affluents de la Durance en fonction de leur positionnement sur le bassin versant. Tout comme les apports au réservoir de SP, les données de débits en Basse Durance sont reconstitués via les bilans aménagements du bassin versant.

Ainsi, le régime hydrologique du Coulon, affluent positionné le plus en aval du bassin de la Durance, n’est pas du tout influencé par une composante nivale : son régime est uniquement soumis aux précipitations (régime pluvial). Ses débits sont maximaux durant l’hiver et minimaux durant l’été. Au contraire, l’Asse, la Bléone et le Buech présentent des apports importants durant le printemps (influence nival) mais surtout des apports importants durant l’hiver, causés par les fortes précipitations à cette période (régime pluvio-nival). Pour l’ensemble des affluents présentés Figure 2.6b, les apports durant l’été sont minimaux.

## 2.3. USAGES DE L’EAU DE LA DURANCE

Comme évoqués précédemment, les objectifs de la CPH-DV ont évolué au fil du temps avec l’augmentation et la diversification des usages de l’eau sur le bassin versant.

Les volumes d’eau entrant dans la retenue de SP présentent une saisonnalité marquée (section 2.2.1). La saisonnalité des apports n’est pas forcément en adéquation avec la saisonnalité des besoins des utilisateurs. La présence de grands réservoirs en tête de la CPH-DV tels que SP sur la Durance et SC sur le Verdon, permet via le stockage, de faire correspondre l’offre (i.e.

la ressource en eau) et la demande aux moments où celle-ci est la plus élevée. Au fil de cette section les principaux usages de l'eau de la Durance seront présentés.

- Les usages dits *consommateurs d'eau*, section 2.3.1.
- L'usage touristique section 2.3.2.
- La production hydroélectrique de la CPH-DV et de Serre-Ponçon en particulier, section 2.3.3.
- Les autres usages et objectifs de la CPH-DV section 2.3.4.

Les chiffres d'affaires des trois premiers secteurs d'activité sont très variables (Balland *et al.* [2002]). Il s'élève à 950 M€ pour le secteur agricole, 325 M€ pour l'hydroélectricité et 150 M€ pour le tourisme. Depuis le rapport réalisé par Balland *et al.* [2002] les chiffres concernant l'activité touristique ont été mis à jour et approchent davantage les 200 M€.

### 2.3.1. Usages consommateurs d'eau :

Toute l'année, les usagers (i.e. agriculteurs, industries ...) peuvent prélever de l'eau dans le canal usinier EDF, situé entre Espinasses et St-Chamas (Figure 2.3). Durant la période estivale la demande des agriculteurs est importante. Dans ce cas un déstockage des grands réservoirs en amont permet la satisfaction de cette demande. Ces déstockages sont toutefois limités aux réserves agricoles de la CPH-DV. A SP, la mobilisation de celle-ci intervient généralement après le 15 juillet.

Sur l'ensemble de la région, l'irrigation des terres agricoles représente la majeure partie des prélèvements avec plus de 2250 Mm<sup>3</sup> prélevés par an (soit près de 80 % des volumes prélevés totaux, les 20 % restants sont attribués à l'approvisionnement en eau potable (AEP)). Ce volume est plus de cinq fois supérieur au besoin estimé des cultures de la région. Cette différence importante provient du système d'irrigation gravitaire, majoritairement utilisé dans la région et très consommateur en eau. L'utilisation de cette méthode d'irrigation conduit entre 70 et 80 % des volumes prélevés à retourner vers l'environnement après infiltration.

L'eau prélevée dans le canal usinier est répartie en Basse-Durance (à l'aval de Mirabeau) *via* un réseau de quinze grands canaux. Les autorisations de prélèvements de ces canaux sont définies par la loi de 1955 et sont de 114 m<sup>3</sup>/s. Quelques m<sup>3</sup>/s supplémentaires sont prélevés en Moyenne Durance par d'autres canaux d'irrigations (i.e. les canaux de Manosque, de la Brillanne et de Ventavon). En période estivale, dès lors que les ANR reconstitués à Cadarache sont inférieurs aux besoins des agriculteurs en Basse Durance, la demande est satisfaite en mobilisant la réserve agricole par déstockage de SP. La réserve agricole du Verdon est quand à elle utilisée pour les besoins en eau du SCP. En règle générale, l'hydroélectricité est peu sollicitée durant l'été. Les volumes lâchés durant cette période par les grands réservoirs ne résultent donc pas d'une optimisation de la production énergétique. Ils fournissent donc une bonne indication de l'utilisation de la réserve agricole. Ils seront nommés dans la suite du document *débit de dotation*<sup>a</sup>.

---

a. Le débit de dotation est tout de même turbiné par les différents ouvrages de la CPH-DV

Il n'existe pas de mesure exhaustive des prélèvements sur le bassin de la Durance. Les prélèvements peuvent toutefois être reconstitués au niveau de la réserve de Cadarache après estimation des ANR à Cadarache et du débit de dotation de SP. Ces prélèvements reconstitués de 1990 à 2003 sont présentés Figure 2.7.

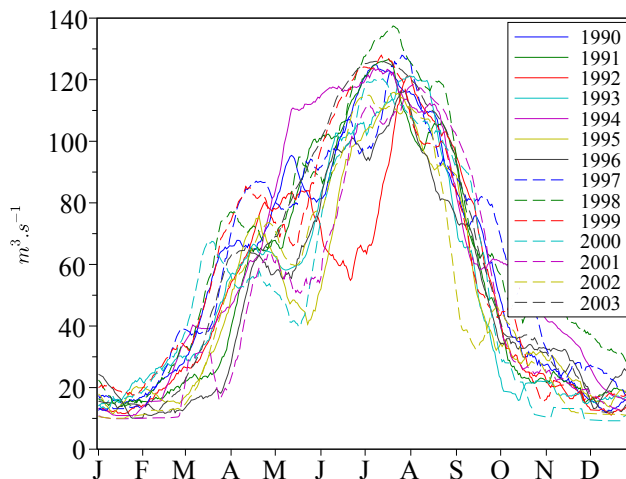


FIGURE 2.7 – Cycle annuel des prélèvements reconstitués à Cadarache. Les chroniques sont lissées sur une fenêtre de 10 jours.

Les chroniques de prélèvements reconstituées présentent une composante saisonnière très marquée et sont maximales durant l'été. Cette demande dépend du calendrier culturel (saisonnalité des cultures), de la demande évaporative de l'atmosphère et des précipitations locales (souvent limitées néanmoins à cette saison). Des pics de prélèvements peuvent être observés durant les mois d'avril. L'importante consommation d'eau à cette période s'explique par une pratique agricole qui consiste à asperger le sommet des vergers dans le but d'enrober les fruits d'une coquille de glace afin de les protéger des gelées printanières. Les pics de prélèvements durant les mois de juillet et août dépassent les droits d'eau de  $114 \text{ m}^3/\text{s}$  en Basse Durance. Ce supplément pourrait provenir des prélèvements effectués en Moyenne Durance mais également des incertitudes du processus de reconstitution de ces données.

En supplément du débit de dotation, un débit réservé au cours naturel de la Durance au pied de la retenue de SP est à fournir toute l'année. Le terme débit réservé est défini par le code de l'environnement comme un *débit minimal garantissant en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces présentes*. A l'écriture de la concession de SP, ce débit était égal au  $1/80^{\text{ème}}$  du module. Dès l'année 1984, la loi Pêche augmente la valeur du débit réservé au  $1/40^{\text{ème}}$  pour les rivières ou le module dépasse  $80 \text{ m}^3/\text{s}$ . A SP, ce débit est de  $2.1 \text{ m}^3/\text{s}$ .

### 2.3.2. L'usage touristique :

Les activités touristiques ne faisaient pas partie intégrante des objectifs originaux de la retenue de SP, ni de ceux de la CPH-DV. Cependant, les différentes avancées sociales durant la deuxième moitié du  $20^{\text{ème}}$  siècle, en particulier le passage à cinq semaines de congés payés en

1982<sup>a</sup>, ont permis à ce secteur d'activité de se développer, et même de se pérenniser le long des rives des lacs de SP et du Verdon.

Aujourd'hui, le lac de SP représente un plan d'eau navigable de 3000 *ha*. En supplément des activités récréatives classiques (baignades, randonnées ...) ce plan d'eau est le terrain de jeux de nombreuses écoles de voiles (sept écoles sont affiliées à la Fédération Française de Voile), un club d'aviron et deux clubs de ski nautique. Au total quinze bases nautiques permettent à ces différents clubs de pratiquer leurs activités. Le nombre de nuitées liées au lac de SP durant les mois de juillet et août est de l'ordre de deux millions (Figure 2.8).

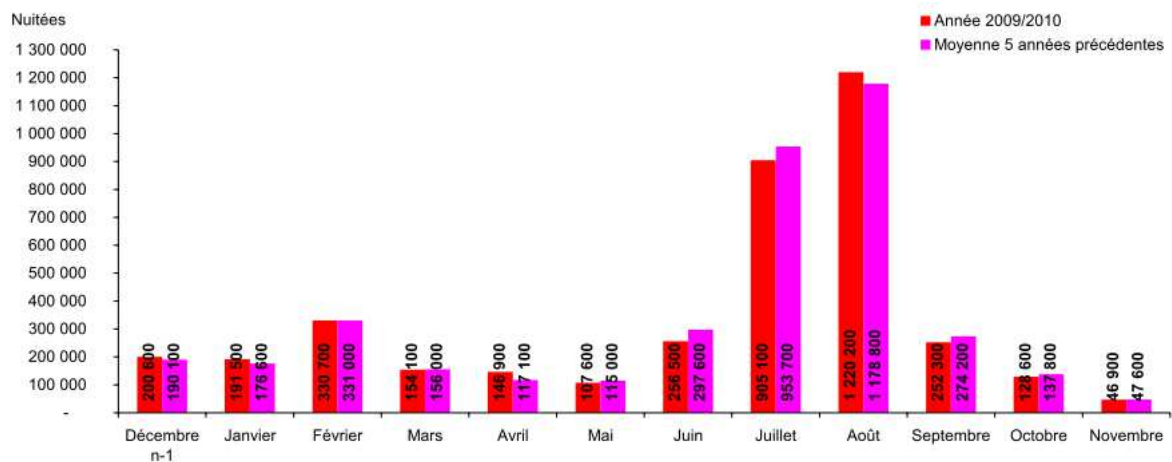


FIGURE 2.8 – Evolution de la fréquentation mensuelle de SP sur la période 2005-2010. *Source : Observatoire Départemental du Tourisme des Hautes Alpes*

Les revenus liés au lac de SP durant la saison touristique représentent 40 % du chiffre d'affaire du secteur du département des Hautes Alpes. Un niveau de remplissage suffisant est nécessaire durant cette saison. La gestion de cette cote touristique est conventionnée entre la SMADESEP<sup>b</sup> et EDF depuis 1999 (Balland *et al.* [2002]). Ce niveau de remplissage doit permettre la bonne pratique des activités nautiques et de baignades ainsi que des paysages de qualités ; le marnage durant cette saison engendre des vents de sable et peut rendre certaines installations nautiques inutilisables, tout en dégradant les paysages, ce qui défavorise les activités touristiques (Balland *et al.* [2002]).

Afin de limiter ces risques, EDF assure un remplissage des réservoirs permettant la bonne pratique des activités touristiques sur les berges des lacs durant la saison estivale. Par exemple pour la retenue de SP, une stratégie de remplissage est planifiée à l'avance *via* une courbe guide de remplissage. Cette courbe guide de remplissage définit pour un jour calendaire donné, le volume nécessaire dans la retenue pour pouvoir espérer satisfaire l'objectif fixé. A SP, cet objectif est fixé est de satisfaire, neuf années sur dix en moyenne, la cote de 778m NGF au 1<sup>er</sup> juillet. Le calcul de cette courbe guide de remplissage est réalisé à partir des historiques d'apports et

a. Augmentation du nombre de semaines de congés payés : 3 en 1956, 4 en 1968 et finalement 5 en 1982

b. Syndicat Mixte d'Aménagement et de Développement de Serre-Ponçon

de débits de dotation à disposition du gestionnaire. Le maintien de cette cote durant le reste de la saison touristique dépend ensuite des apports estivaux et des débits de dotation à fournir. Si les prévisions d'apports aux réservoirs (Garçon [1996]) indiquent un risque de diminution du lac en dessous du niveau 775m NGF avant septembre, un processus dit de "veille renforcée" est mis en place par le gestionnaire (Roche *et al.* [2012]) ce qui pourrait aboutir, comme durant l'année 2002 (section 2.1), à des discussions entre les différents acteurs du bassin.

En opérationnel, le niveau réel du lac de SP ne vient buter contre la courbe guide que très rarement : un volume de sécurité est assuré en permanence par le gestionnaire de façon à pouvoir turbiner en cas d'évènements non prévus sans avoir à descendre en dessous de cette courbe guide (Leveque [2012]). Cette marge de sécurité est de l'ordre d'une quinzaine de jour.

### 2.3.3. L'usage énergétique :

EDF optimise au mieux la production hydroélectrique de la CPH-DV. Le recours à une production énergétique de la CPH-DV est le fruit d'une optimisation qui vise à valoriser au mieux l'hydroélectricité pour le système électrique. Cela se produit en général lors des pics de consommation.

Cet objectif est secondaire par rapport aux autres objectifs de l'aménagement. La CPH-DV fournit en énergie le sud-est de la France, en particulier la région PACA qui est une péninsule énergétique tout comme peut l'être la Bretagne. Ces régions consomment plus d'électricité qu'elles n'en produisent et sont limitées dans leur capacité d'échange avec le reste du réseau. L'optimisation de l'eau de la CPH-DV pour l'énergie est donc essentielle dans l'équilibre offre / demande de la région PACA.

SP étant la retenue stratégique de la CPH-DV mais également la plus importante en terme de capacité de stockage, l'analyse des débits turbinés par SP renseigne sur la dynamique de production de l'ensemble de la chaîne. La reconstitution des débits turbinés par SP a été réalisée par EDF à partir des mesures de hauteurs de chute et de productions hydroélectriques depuis la mise en eau de l'ouvrage. La moyenne inter-annuelle journalière de ces débits turbinés est présentée Figure 2.9.

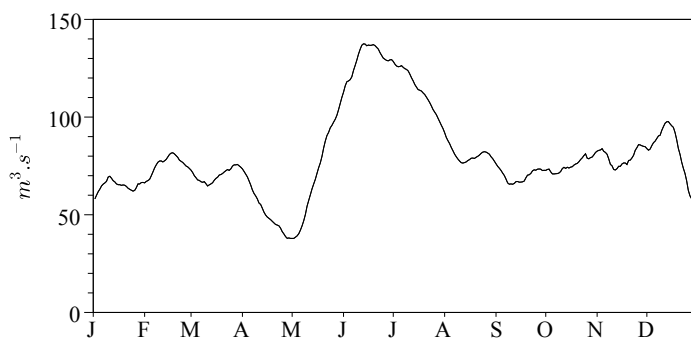


FIGURE 2.9 – Cycle inter-annuel moyen des débits turbinés par l'usine de SP (1960-2010)

Les débits turbinés sont maximaux durant l'été. Ces importants volumes turbinés correspondent à i) la satisfaction de la demande agricole (section 2.3.1) et dans une autre mesure ii)

à limiter les déversements lors de l'arrivée d'importants volumes d'apports durant le printemps. Du mois d'octobre au mois d'avril la production moyenne semble plus ou moins constante (Figure 2.9). La moyenne inter-annuelle des débits turbinés Figure 2.9 cache en fait une variabilité plus importante. La dynamique de production de SP est en effet plus rapide : les quantités d'eau turbinées peuvent varier rapidement dans le temps. Cette variabilité est observée au pas de temps journalier Figure 2.10, et est également très importante au sein d'une même journée.

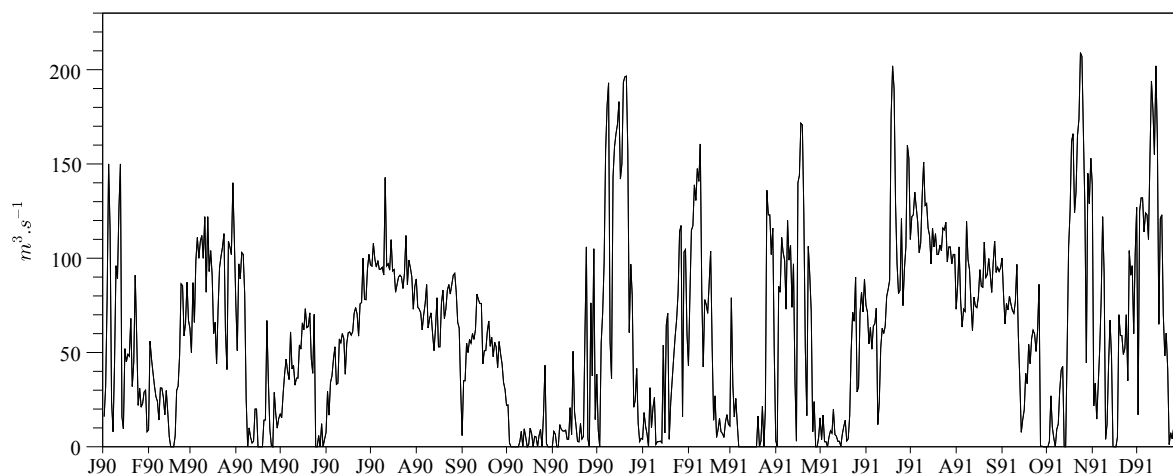


FIGURE 2.10 – Débits journaliers turbinés par SP entre le 1<sup>er</sup> janvier 1990 et le 31 décembre 1991.

Les turbinés de l'usine de SP présentent également un cycle hebdomadaire marqué (Figure 2.11). La diminution de la production durant les week-ends est liée à une demande en électricité moins importante que durant le reste de la semaine et donc à une valorisation moindre de l'hydroélectricité. Dans ce cas, la valorisation de l'énergie produite par les moyens de production classiques (centrales nucléaires, centrales thermiques) est généralement meilleure. Dans ce cas, l'hydroélectricité de la CPH-DV n'est donc pas, ou très peu sollicitée.

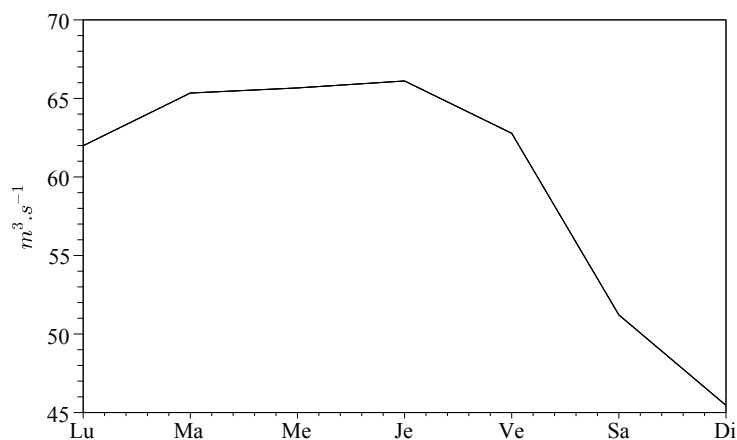


FIGURE 2.11 – Cycle hebdomadaire moyen des débits turbinés à Serre-Ponçon (Lu : lundi ; Ma : mardi ; Me : mercredi ; Je : jeudi ; Ve : vendredi ; Sa : samedi ; Di : dimanche)



### 2.3.4. Autres usages

Les objectifs et contraintes de la retenue de SP et plus globalement la CPH-DV, ne se limitent pas à la satisfaction des droits d'eau (section 2.3.1), à la gestion de la remontée de la cote des grands réservoirs tel que SP (section 2.3.2) et à l'optimisation de la production (section 2.3.3). Des objectifs écologiques existent également tout au long du bassin. Un débit réservé est fixé au pied de chaque ouvrage de la CPH-DV. Ce débit étant calculé en fonction du débit naturel, il augmente en direction de l'aval.

L'étang de Berre, exutoire du canal usinier, fait partie du réseau *Natura 2000*. Ce réseau est un ensemble de sites naturels jugés comme ayant une grande valeur patrimoniale de par la faune et la flore qu'ils hébergent (Bernard [2007]). Depuis la construction du canal usinier et le début des déversements d'eau douce dans l'étang (Figure 2.3b), sa salinité a diminué, engendrant une stratification des eaux supprimant les échanges entre les eaux profondes et les eaux de surfaces. La réhabilitation de l'étang de Berre se définit donc comme un objectif important de la CPH-DV. Ce plan de réhabilitation passe par la limitation des rejets de sédiments et d'eau douce, qui représentent pour l'étang un perturbateur du caractère saumâtre de ces eaux. L'objectif quantifiable de ce plan de réhabilitation est de ré-augmenter la salinité de l'étang. L'usage de l'eau du canal par les usines de St-Chamas, Salon et Lamanon (les usines situées sur la dérivation des eaux de la Durance vers l'étang à partir de la retenue de Mallemort, Figure 2.3) doit ainsi être optimisé en tenant compte des limites de volumes entrant dans l'étang de Berre. Cette contrainte, la plus en aval de la chaîne peut avoir une incidence vers l'amont et impacter la gestion des retenues de SP et SC.

## 2.4. LA CPH-DV AU SEIN DE LA THÈSE

Les objectifs et contraintes présentés dans cette section ne constituent en rien une liste exhaustive. La représentation fine de la ressource et des usages en aval de SP et de SC ne sera pas possible étant donné les limites spatiales des études du projet RIWER 2030 (Durance à l'amont de SP) dans le cadre duquel s'inscrit cette thèse. La prise en compte plus détaillée des usages de l'eau sur le bassin versant de la Durance est prévue dans le cadre du projet de recherche R2D2 (Risque, Ressource en eau et gestion Durable de la Durance en 2050 <https://r2d2-2050.cemagref.fr/>).

En conséquence, la modélisation de la gestion de la CPH-DV sera limitée dans ce travail de thèse, à la modélisation de la gestion de SP, la principale pièce maîtresse de l'aménagement. Les seuls usages considérés dans cette étude sont i) l'usage agricole et l'AEP en Basse Durance, ii) l'usage touristique du lac de SP, iii) la production hydro-électrique de la retenue de SP. Les objectifs et contraintes associées à ces usages sont :

- La satisfaction des droits d'eau en aval de SP
- La gestion de la remontée de la cote de SP
- L'optimisation de la production de la réserve de SP

Ces usages constituent toutefois les principaux enjeux du bassin versant. L'évolution de la cote de SP est présentée sur l'image Figure 2.12. Son évolution résulte du déphasage temporel entre les apports au réservoir et les usages de l'eau. Le déstockage hivernal important résulte ainsi d'une production conséquente à cette période, alors que les apports au réservoir sont minimaux du fait de la forte proportion des précipitations en phase solide. Le remplissage durant le printemps, nécessaire pour l'usage touristique du lac, est possible grâce aux apports importants de l'onde de fonte. Durant l'été, la hauteur du lac diminue du fait de la fourniture du débit de dotation. Au début de l'automne, la hauteur du lac peut à nouveau augmenter les années où de fortes précipitations provoquent d'importantes crues.

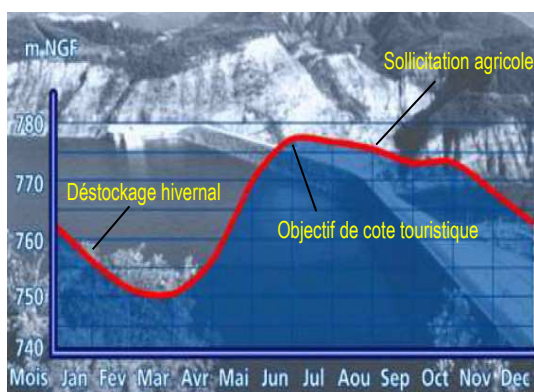


FIGURE 2.12 – Influence de l'adéquation entre la ressource en eau et les usages sur l'évolution de la cote de SP. Modifiée d'après Sambarino et Roux [2008]

# Synthèse

## La chaîne de production hydraulique Durance-Verdon (CPH-DV)

La CPH-DV est un important système de gestion de la ressource en eau. L'artère principale de ce système est un canal usinier le long duquel de nombreux ouvrages sont construits. Deux grands réservoirs (Serre-Ponçon (SP) sur la Durance et Sainte-Croix (SC) sur le Verdon) alimentent en eau ce canal. Les ouvrages en aval de ces deux réservoirs génèrent une valorisation économique de l'eau écoulee *via* une production énergétique. Ils régulent de plus les volumes d'eau dans le canal auxquels viennent s'ajouter les apports des bassins versants intermédiaires.

## Le régime hydrologique

En amont de SP et SC, les régimes sont de type nival (forte saisonnalité fonction des cycles d'accumulation / fonte du manteau neigeux sur leur bassin versant). Cette influence nivale diminue progressivement en direction de l'aval. En Basse-Durance, le régime hydrologique est de type pluvial, uniquement influencé par les précipitations.

## Les objectifs de la CPH-DV

La CPH-DV est un système de gestion dit *multi-usages*. Sa gestion est confiée à EDF (loi du 5 janvier 1955). Initialement, les objectifs étaient la régulation des eaux de la Durance, la satisfaction des besoins des irrigants sur le bassin de la Basse Durance et la production d'hydroélectricité.

Aujourd'hui, la CPH-DV assure un débit réservé au pied de l'ensemble des ouvrages de la chaîne. Les réservoirs de SP et SC constituent deux réserves agricoles disponibles pour les usagers (SP : 200 Mm<sup>3</sup> pour la Basse Durance, Réservoirs Verdon : 250 Mm<sup>3</sup> pour les besoins de la Société du Canal de Provence).

La production de SP, en tête de la branche Durance de la CPD-DV est essentiellement concentrée durant les périodes de pointe de consommations électriques. Cette production permet durant ces périodes, d'équilibrer l'offre à la demande d'une région limitée dans ses capacités d'échanges avec le reste du réseau national.

Les activités touristiques se sont développées en France durant les dernières décennies. C'est également le cas sur le bassin de la Durance. EDF assure un remplissage des grands réservoirs de la CPD-DV permettant la bonne pratique de ces activités. Étant donné le très fort potentiel économique du lac de SP durant la saison estivale, le remplissage est assuré neuf années sur dix en moyenne par EDF.

# Chapitre 3

## Modèles d'apports et d'usages de l'eau

Les contraintes et usages de l'eau de la réserve de SP pris en compte dans cette thèse doivent être modélisés ou conceptualisés afin de permettre dans un deuxième temps de réaliser l'optimisation et la simulation de la gestion du système modélisé de SP. Leurs développements sont présentés tout au long de ce chapitre (Figure 3.1).

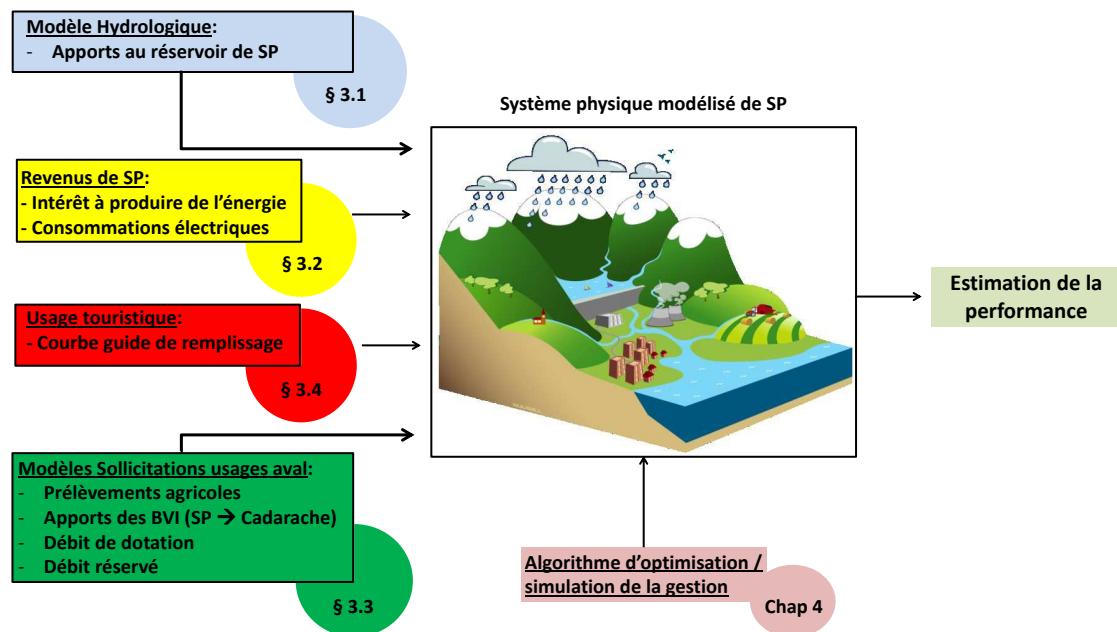


FIGURE 3.1 – Schéma de principe des interactions entre les différents sous modèles utilisés dans cette thèse.

1. La modélisation des apports à SP est la première des contraintes physiques du problème de gestion. Elle est présentée section 3.1
2. La retenue de SP se place dans un parc de production électrique national comportant d'autres sources d'énergie que l'hydroélectricité (e.g. nucléaire, gaz, charbon ou encore les autres énergies renouvelables solaire et éolienne). L'objectif de l'ensemble du parc production est de répondre à la demande instantanée en énergie France. Le coût de production d'1 kWh dépend du moyen de production. A une date donnée, le choix d'un moyen de production particulier est réalisé afin de minimiser le coût total de production du parc. Le cadre d'étude du projet RIWER 2030 ne permet pas la représentation de l'ensemble du système électrique, et donc d'utiliser une fonction objectif limitant son coût de production. Nous avons fait le choix d'optimiser la production du système modélisé de SP *via* une fonction objectif présentée section 3.2.
3. Toujours dans le cas du système modélisé de SP, la contrainte de débit minimal est définie par le débit de dotation  $Q_{dot}$ . La modélisation de cette demande en eau en aval du système est présentée section 3.3.
4. Une contrainte de stock minimal, représentée par la courbe guide de remplissage, permet la bonne pratique du tourisme l'été sur le lac de SP. L'évaluation de celle-ci pour le système modélisé de SP est présentée section 3.4.

Les sorties de ces différentes modélisations / représentations, seront par la suite utilisées en entrée du modèle de gestion du système modélisé SP. A l'exception du modèle hydrologique (section 3.1), l'ensemble des développements décrits dans ce chapitre ont été réalisés durant la thèse.

## 3.1. MODÈLE D'APPORTS À LA RÉSERVE : CEQUEAU

Les apports à l'entrée du système modélisé de SP sont modélisés par le modèle hydrologique Cequeau<sup>a</sup>. Initialement, Cequeau (Centre d'étude Québécois de l'eau) a été développé par l'INRS<sup>b</sup> à partir 1971 (Morin *et al.* [1975]).

Cequeau est un modèle semi-distribué à base physique (Figure A.1). Le bassin versant de la Durance en amont de SP est discrétisé en 99 unités hydrologiques (Figure A.2). Pour chacune de ces unités hydrologiques, l'accumulation et la fonte du manteau neigeux, les précipitations effectives, ainsi que les flux d'évapotranspiration et d'infiltration sont estimés au pas de temps journalier. Les volumes produits par chaque unité hydrologique à ce même pas de temps transitent à l'aval jusqu'à l'exutoire du bassin versant : la réserve de SP.

---

a. Notons que les précipitations au-dessus du lac sont négligées ici et ne sont pas considérées comme des apports au réservoir. De même, les pertes (i.e. évaporation au-dessus du lac, infiltration, prélèvements en amont des turbines) ne seront pas décomptées du volume en stock de la réserve.

b. Institut National de la Recherche Scientifique

La version du modèle Cequeau utilisée au sein du projet RIWER 2030 est une version modifiée par rapport à la version originale Québécoise (Davantage de détails sont fournis en annexe A.3). Dans sa version EDF R&D, le modèle Cequeau a été calé (1982-2005) / validé (1959-1981) sur le bassin versant amont de SP (Bourqui *et al.* [2011]).

La moyenne inter-annuelle journalière des apports simulés par le modèle Cequeau sur la période 1959-2005 est comparée à la moyenne inter-annuelle observée sur la Figure 3.2. Le cycle annuel est bien reproduit par Cequeau. Le modèle Cequeau a déjà été utilisé pour des études d'impact du changement climatique (Hendrickx [2001]; Manoha *et al.* [2008]).

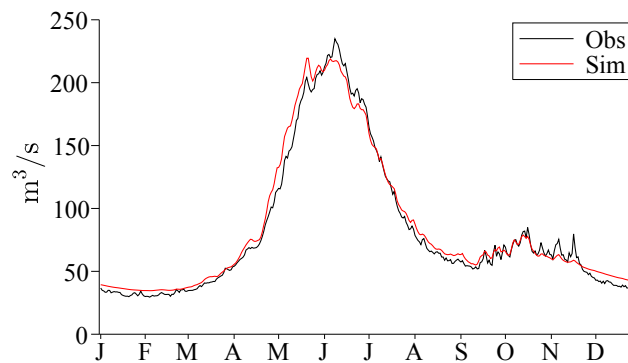


FIGURE 3.2 – Cycle inter-annuel moyen des apports observés (noir) et simulés (rouge) à l'entrée de la réserve de SP. Sur la période de calage, le critère de Nash calculé entre les débits simulés et observés est égal à 0.86, sur la période de validation il est égal à 0.83

## 3.2. PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

En France, la production d'hydroélectricité des barrages présente la particularité d'être principalement concentrée durant les pics de consommations électriques (Sauquet [2009]; EDF [2012b]). Elle permet de répondre aux variations rapides de la demande, auxquelles d'autres moyens de production, à dynamique plus lente, ne peuvent *a priori* pas répondre (e.g. centrales nucléaires). Comme nous l'avons présentée dans le chapitre 2, la CPH-DV et donc la retenue de SP, assure l'équilibre offre / demande durant les périodes de pointes en particulier. Ainsi, les turbines du système modélisé de SP seront optimisés à partir d'une fonction de *revenus*<sup>a</sup> (fonction objectif), qui permettra de reproduire le mieux possible ce mode de fonctionnement.

L'objectif de cette section est de construire une fonction objectif, à optimiser par le système modélisé de SP *via* la production d'énergie. Malgré les simplifications importantes du problème de gestion évoquées dans le chapitre 2, l'objectif est tout de même de construire une fonction de revenus la plus réaliste possible, i.e. encourageant une production durant les pics de consommations. La définition de ces revenus sera *a fortiori* conceptuelle. Ils ne pourront être assimilés

a. Rigoureusement, le terme de revenus n'est pas correct ici. La dimension économique n'est pas présente dans ce travail de thèse. Par abus de langage nous emploierons tout de même ce terme

à une valeur monétaire réelle comme à des euros par exemple. L'unité de ces revenus est définie comme  $UM$  (Unité Monétaire). La formulation de ces revenus définit la fonction objectif à optimiser par le module de gestion de SP, développé Chapitre 4.

La philosophie employée dans cette thèse a été de définir et d'utiliser un intérêt à produire de l'énergie variable dans le temps. Les revenus réalisés pour un certain volume d'eau turbiné à une date  $t_i$  seront considérés proportionnels à cet intérêt. Cette approche a déjà été utilisée lors d'études réalisées par le gestionnaire EDF, notamment par Dupeyrat *et al.* [2008] à l'occasion du projet IMAGINE 2030 (<http://www.opcc-ctp.org/>). Dans ce projet, l'intérêt à produire de l'énergie était considéré constant lorsque la température moyenne journalière France de l'air était supérieure à  $15^{\circ}C$ . Il était égal à l'écart à  $15^{\circ}C$  dès lors que la température moyenne journalière France de l'air était inférieure à ce seuil. A la vue de la relation paraissant lier les consommations électriques et les températures en France (Figure 3.3), un tel intérêt à produire de l'énergie semble pertinent. Les consommations électriques France augmentent en effet à peu près linéairement en dessous de  $15^{\circ}C$  et ne semblent pas sensibles aux températures au dessus de ce seuil.

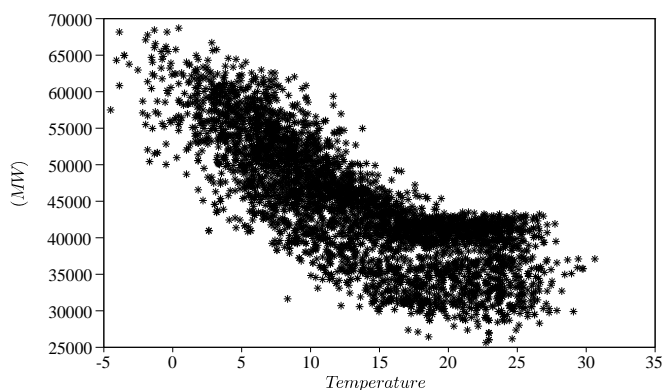


FIGURE 3.3 – Influence de la température France sur l'évolution des consommations électriques observées (RTE) en France (1996-2003). Les données de consommations électriques France sont fournies par la RTE sur la période 1996 à aujourd'hui. Les données de température France sont issues des réanalyses SAFRAN (Vidal *et al.* [2010]).

L'utilisation d'un intérêt journalier uniquement fonction de la température présente toutefois plusieurs inconvénients majeurs :

1. Il n'est pas variable au sein d'une même journée. En l'absence de droits d'eau en aval à satisfaire et sans aucune discrétisation infra-journalière de l'intérêt à produire de l'énergie, les turbines simulés par le modèle de gestion seraient inévitablement, soit nuls (intérêt insuffisant pour déclencher une production) soit maximaux (intérêt suffisant). Ce mode de fonctionnement dit *tout ou rien* n'est pas celui des ouvrages hydroélectriques à l'échelle de la journée.

Pour prendre en compte une variabilité à une échelle temporelle inférieure à la journée, des données de températures infra-journalières pourraient être utilisées. Cependant, cela impliquerait après simulation de la gestion, une production énergétique concentrée la nuit

(les températures nocturnes étant plus basses que celles de la journée). Cela ne correspond pas non plus au mode de fonctionnement des ouvrages hydroélectriques.

2. Il ne permet pas la prise en compte de la dynamique de l'évolution des consommations électriques en France au sein d'une journée alors que celle-ci est liée au mode de vie de la population, qui diffère suivant les saisons. Une étude des différents cycles de consommations électriques en France est présentée section A.4 de l'annexe.
3. Il ne permet pas de différencier les jours de semaines des week-ends alors que durant ces journées les consommations électriques sont plus faibles. Le système de gestion de SP présente d'ailleurs une production énergétique diminuée durant les week-ends (Figure 2.11).

Pour ces raisons, nous avons fait le choix d'utiliser un intérêt à produire de l'énergie directement proportionnel à la consommation électrique moyenne France plutôt que de considérer un indice de température similaire à celui utilisé dans IMAGINE 2030 (équation 3.1).

$$I = Cste \times C \quad (3.1)$$

Avec  $I$  l'intérêt à produire de l'énergie ( $UM.kWh^{-1}$ ),  $C$  la consommation électrique ( $kWh$ ) et  $Cste$  une constante arbitraire ( $UM.kWh^{-2}$ ).

Dans une configuration idéale, il faudrait utiliser un intérêt à produire au pas de temps le plus fin possible afin de suivre l'évolution de la consommation électrique France au sein d'une journée. La RTE met à disposition des données de consommations électriques au pas de temps 30 minutes de 1996 à aujourd'hui sur son site web (<http://www.rte-france.com/fr/>). Cependant, sur une longue période d'étude, les temps de calcul nécessaires à l'optimisation de la gestion du système modélisé de SP seraient *a fortiori* bloquants, si un tel pas de temps était utilisé. C'est pourquoi, nous avons fait le choix d'utiliser le même pas de temps que le gestionnaire EDF utilise lors de l'optimisation de l'ouvrage (Leveque [2012]) : une journée est découpée en trois postes horaires (PH). Chaque PH est de durée égale à huit heures. La consommation électrique moyenne de chaque PH est utilisée pour définir l'intérêt à produire de l'énergie pour la réserve de SP (Figure 3.4).

L'intérêt à turbiner durant chaque PH est donc supposé constant. Durant chacun des PH, le mode de fonctionnement est *a fortiori* tout ou rien, i.e. que les turbines  $R$  sont également supposés constants durant la durée d'un PH. Par suite durant un PH fixé, si aucune contrainte de débit minimal en aval n'est définie (i.e.  $Qdot = 0$ ), les revenus  $f$  de l'ouvrage, supposés proportionnels à cet intérêt à produire de l'énergie, sont modélisés par l'équation 3.2.

$$f_{t_i}^h(u_h, S_{t_i}^h, I_{t_i}^h) = u_h \times R^{max} \times \Delta t^h \times I_{t_i}^h \times \phi(S_{t_i}^h) \quad (3.2)$$



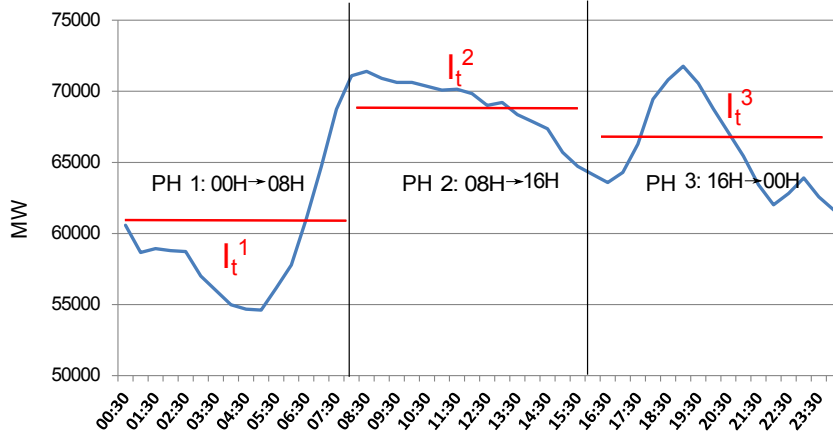


FIGURE 3.4 – Consommations électriques France lors d'une journée hivernale. La journée est découpée en trois postes horaires d'une durée égale à huit heures pour lesquels un intérêt moyen  $I_t^h$  est défini. L'intérêt à produire de l'énergie est supposé proportionnel à la consommation électrique moyenne durant chaque poste horaire

Avec  $f_{t_i}^h$  le bénéfice économique réalisé ( $UM$ ) pour un lâché d'eau de  $u_h \times R^{max}$   $m^3/s$  effectué par la réserve de SP à la date  $t_i$  durant le PH  $h$  de durée  $\Delta t^h$  (en secondes) et  $I_{t_i}^h$  l'intérêt à produire de l'énergie fonction de consommation électrique France durant la même période ( $UM.kWh^{-1}$ ).  $\phi(S_{t_i}^h)$  est le rendement de l'usine hydroélectrique de SP ( $kWh/m^3/s$ ) lorsque le stock de la retenue vaut  $S_{t_i}^h$   $Mm^3$  (cf. annexe A.5).  $u_h$  est la commande que l'on cherche à optimiser. Au sein d'un PH, les valeurs possibles de  $u_h$  sont 0 (pas de production énergétique) ou 1 (production énergétique). La valeur financière d'un  $kWh$  est donc plus importante durant les journées et les PH où les consommations électriques sont les plus fortes, c'est à dire durant les périodes où la demande en énergie est la plus forte. Au pas de temps journalier, en considérant que la variation de volume au sein d'une journée ne modifie pas le rendement  $\phi$ , l'équation 3.2 devient :

$$f_{t_i}(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) = \sum_h \left[ I_{t_i}^h \times u_h \right] \times R^{max} \times \Delta t^h \times \phi(S_{t_i}) \quad (3.3)$$

Avec  $U_{t_i}$  : la somme des commandes  $u_h$  à la date  $t_i$  ( $U_{t_i} = \sum_h u_h$ ) et  $I_{t_i}$  le vecteur des intérêts à turbiner aux différents PH ( $I_{t_i} = [I_{t_i}^1, I_{t_i}^2, I_{t_i}^3]$ ) si le nombre de PH est de trois.

Nous avons vu précédemment que le respect des droits d'eau et la satisfaction de la demande en aval (section 2.3.1) se traduit par la fourniture d'un débit de dotation tout au long de la journée. Ce débit est également turbiné par l'usine de SP, il est donc valorisé économiquement. Dans ce cas, les revenus possibles du système modélisé de SP s'écrivent :

$$f_{t_i}(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) = \left\{ \sum_h \left[ I_{t_i}^h \times u_h \right] \times (R^{max} - Qdot_{t_i}) \times \Delta t^h + Qdot_{t_i} \times \Delta t \times \mu_{I_{t_i}} \right\} \times \phi(S_{t_i}) \quad (3.4)$$

Avec  $Qdot_{t_i} \times \Delta t$  le volume lâché afin de satisfaire la demande en eau journalière en aval ( $\Delta t = 86400s$ ). Ce volume est lâché uniformément durant la date  $t_i$ , il est donc valorisé par un

intérêt à produire journalier  $\mu_{I_{t_i}}$ , fonction de la consommation électrique journalière. Dans ce cas, la capacité restante pouvant être turbinée durant un PH  $h$ , afin d'optimiser la production énergétique vaut  $(R^{max} - Qdot_{t_i}) \times \Delta t^h$ . En résumé :

- $\sum_h \left[ I_{t_i}^h \times u_h \right] \times (R^{max} - Qdot_{t_i}) \times \Delta t^h \times \phi(S_{t_i})$  est le revenu journalier résultant de l'optimisation de la production.
- $Qdot_{t_i} \times \Delta t \times \mu_{I_{t_i}} \times \phi(S_{t_i})$  est le revenu journalier résultant de la fourniture du débit de dotation qui est turbiné tout au long de la journée.

En d'autres termes, le revenu à une date  $t_i$  est supposé égal à la somme des revenus réalisés durant chaque PH  $h$ . Pour un PH  $h$  fixé, le revenu est supposé égal au produit de la quantité d'énergie produite par l'intérêt à produire de l'énergie, fonction de la consommation électrique moyenne de ce même PH. La quantité d'énergie produite est fonction du volume turbiné et du rendement qui varie avec le niveau de remplissage du système.

A une date  $t_i$  fixée, si la commande optimale est de turbiner pendant un nombre de postes  $U_{t_i}$  avec  $U_{t_i} < 3$ , les volumes sont turbinés durant les périodes les plus avantageuses (i.e. durant les périodes où l'intérêt à produire est le plus élevé).

Les consommations électriques à chaque PH, nécessaires au calcul de l'intérêt à turbiner, sont estimées *via* un modèle de consommation électrique développé durant cette thèse. Les détails de cette modélisation sont présentés en annexe A.4. Toutefois, son principe est rappelé ici. Cette modélisation est réalisée en deux étapes :

1. La première étape consiste à simuler la consommation électrique France journalière. Elle repose sur la forte relation la liant à la température. Cette relation est dépendante du jour de la semaine (Figure 3.5). Trois classes de jours sont utilisées : une classe semaine (bleu), une classe samedi (vert) et une classe dimanche et jours fériés (rouge et noir).

Au dessus d'un seuil de température, les consommations électriques sont supposées constantes. En dessous de ce seuil, elle sont supposées suivre une croissance linéaire avec la baisse des températures.

2. La deuxième étape de la modélisation consiste à désagréger la donnée simulée au pas de temps journalier, en un pas de temps plus fin. Le pas de temps cible est celui des PH considérés. La désagrégation effectuée ici est stochastique par un tirage aléatoire dans un historique de cycle journalier de consommations électriques (voir annexe A.4).

A titre d'exemple, les consommations journalières observées (noir) et simulées (bleu) durant l'année 1996 sont présentées Figure 3.6. Sur cette figure nous pouvons constater que le modèle proposé, très simple, permet assez bien de reproduire la dynamique de consommation électrique en France lors de cette année. Sur l'ensemble de la période de simulation (1996-2003), le critère Nash obtenu est de l'ordre de 0.87.

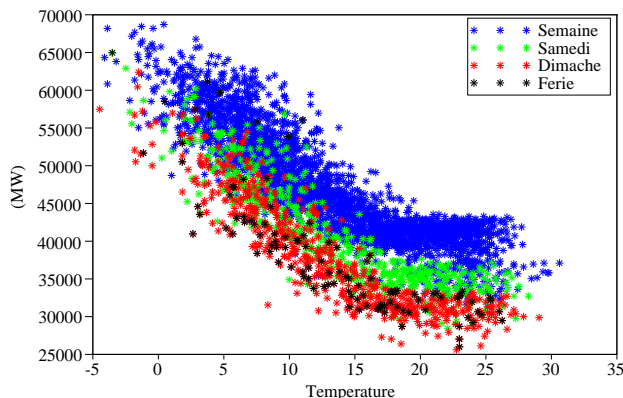


FIGURE 3.5 – Discrimination des consommations électriques en fonction du jour de la semaine (Consommations électriques France fonction de la température en Basse Durance (1996-2003)). Les données de températures sont issues des réanalyses SAFRAN

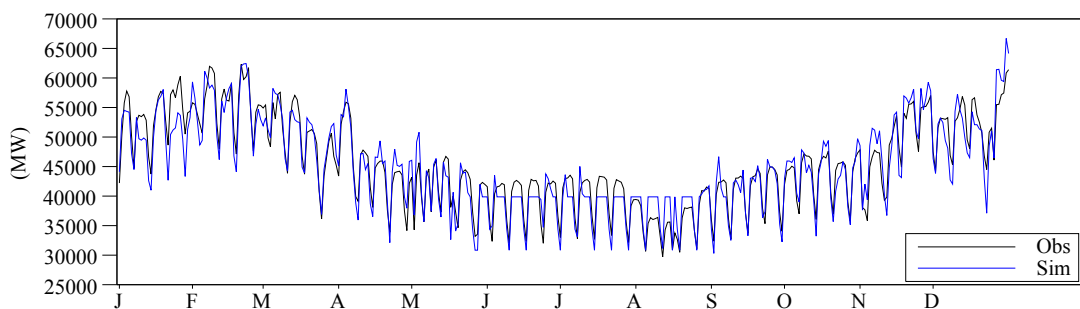


FIGURE 3.6 – Comparaison entre la consommation observée (courbe noire) et simulée (courbe bleue) lors de l'année 1996.

### 3.3. MODÉLISATION DE LA DEMANDE AGRICOLE ET DU DÉBIT DE DOTATION DE SERRE-PONÇON

#### 3.3.1. Contexte

Il existe différentes approches permettant de prendre en compte un usage agricole de l'eau des réservoirs. Par exemple, Tilmant *et al.* [2008] optimisent la somme des revenus liés à la production agricole d'une région avec les revenus liés à la production hydroélectriques d'un ensemble de retenues. Dans cette étude, la meilleure optimisation consiste à restreindre les agriculteurs les plus en amont du bassin versant dans le but de valoriser davantage l'eau par la production d'hydroélectricité. Cette approche, bien que novatrice, ne peut pas être utilisée sur le bassin de la Durance. Les données nécessaires ne sont pas disponibles de façon exhaustive (e.g. surface irriguées, type de cultures, prix de vente des produits agricoles). Leurs évolutions dans un contexte de changement de climat seraient d'autant plus difficiles à estimer. Aussi et surtout, aucune restriction de la demande des agriculteurs ne peut être envisagée de manière pérenne sur le bassin afin d'augmenter la productivité de la CPH-DV. Une telle pratique n'est pas réalisée par le gestionnaire EDF. En périodes de crises, des discussions peuvent cependant avoir lieu

entre les différents acteurs comme cela a été présenté au chapitre 2.

Sur le bassin de la Durance, le gestionnaire EDF de la CPH-DV, doit assurer la satisfaction de cette demande en eau dès que les ANR à Cadarache ne sont pas suffisants pour contenter le besoin des usagers (section 2.3.1). Dans ce cas, la réserve de SP est sollicitée pour fournir le complément. En conséquence, la fourniture du débit de dotation  $Qdot$  ne sera pas optimisée, mais sera considérée comme une contrainte de débit minimal à fournir en aval.

### 3.3.2. Reconstitution du débit de dotation de SP

Le débit de dotation de la réserve de SP à une date  $t_i$  est modélisé par la différence entre les prélèvements réalisés et les apports des Bassins Versants Intermédiaires (BVI) quand les seconds sont inférieurs aux premiers. Il est nul dans le cas contraire (équation 3.5).

$$Qdot_{t_i} = \max\left(Prelev_{t_i} - k \times Q_{BVI_{t_i}}, 0\right) \quad (3.5)$$

Avec  $Qdot_{t_i}$ ,  $Prelev_{t_i}$  et  $Q_{BVI_{t_i}}$  respectivement le débit de dotation de SP, la demande en eau en aval de Cadarache (i.e. les prélèvements en Basse Durance) et les apports intermédiaires (en amont de la réserve de Cadarache et en aval de SP) à la date  $t_i$ .

La totalité des apports des BVI ne participe pas à la satisfaction de la demande en eau en aval de la retenue de Cadarache. Si tel avait été le cas, le coefficient  $k$  équation 3.5 aurait eu comme valeur 1. Une partie des apports collectés dans le canal usinier entre SP et Cadarache ( $Q_{BVI}$ ), doit en effet être redirigée vers le cours naturel de la Durance pour satisfaire les droits d'eau (i.e. le débit réservé aux pieds des différents ouvrages sur ce tronçon de la CPH-DV). De plus, des prélèvements en amont de la retenue de Cadarache peuvent également exister, ce qui pourrait avoir comme effet de diminuer davantage la part des  $Q_{BVI}$  entrant réellement dans la retenue de Cadarache. Le terme d'apports intermédiaires  $Q_{BVI}$  équation 3.5, doit donc être pondéré par le paramètre  $k$ , avec  $k < 1$ . Ce paramètre est supposé constant dans le temps. Une représentation plus fine de la sollicitation pourrait faire intervenir une dépendance temporelle de ce paramètre.

Comme le montre l'équation 3.5, la modélisation du débit de dotation nécessite de connaître i) une estimation de la demande en aval de Cadarache et ii) une estimation des apports des BVI entre SP et Cadarache. *In fine*, l'objectif étant de pouvoir estimer le débit de dotation à fournir par le système modélisé de SP en climat futur, une modélisation de ces variables est nécessaire. La construction d'une modélisation de ces quantités nécessite des données observées de prélèvements et d'apports des BVI à Cadarache. Comme cela est expliqué au chapitre 2, ces données n'existent pas, mais EDF les a reconstituées au pas de temps journalier. La plage temporelle commune aux données reconstituées de prélèvements et d'apports BVI à Cadarache est la période 1990 – 2002 :

- Les apports des BVI sont reconstitués à partir i) de chroniques de débits sur certains points des bassins intermédiaires, ii) de bilans aménagements et iii) d'estimations d'apports natu-

rels à l'amont des aménagements sur la base d'indicateurs météorologiques (Prudhomme [2003]). Cette reconstitution est indépendante de l'équation 3.5.

- Les prélèvements sont reconstitués à partir des débits turbinés dans le canal usinier. Les débits turbinés par SP sont supposés égaux au débit de dotation pendant l'été.

A partir de ces données reconstituées, le débit de dotation de la réserve de SP est reconstitué à partir de l'équation 3.5 sur la période 1990-2002. La reconstitution des apports des BVI à Cadarache étant réalisée à partir de bilans aménagements sur le bassin versant, cette chronique intègre le différentiel lié aux prélèvements amont des ouvrages et au débit réservé au cours naturel de la Durance<sup>a</sup>. L'utilisation de cette chronique dans la reconstitution du débit de dotation (équation 3.5) implique une valeur du paramètre  $k=1$ . En supplément du débit de dotation, le débit réservé en aval de la retenue ( $Q_{res}=2.1 \text{ m}^3/\text{s}$ ) est ajouté.

Le débit de dotation de la réserve de SP obtenu à partir de l'équation 3.5 est présenté pour la période 1990 à 2002 sur la Figure 3.7. Les apports des BVI (rouge) étant supérieurs aux prélèvements durant l'hiver (noir), le débit de dotation (bleu) est nul à cette période. Durant la saison estivale, les prélèvements ne présentent pas de variabilité inter-annuelle forte (Figure 2.7 page 38 + Balland *et al.* [2002]). En conséquence, la variabilité inter-annuelle observée du débit de dotation à cette période dépend au premier ordre des apports entrant dans le canal usinier, et donc de la pluviométrie sur le bassin versant de la Durance à l'aval de SP.

Le débit de dotation sera modélisé avec la même équation que celle utilisée pour la reconstitution 3.5. Dans un premier temps, les modélisations de la demande agricole en Basse Durance et des apports BVI sont présentés respectivement section 3.3.3 et 3.3.4. Après calage des paramètres du modèle de dotation, les débits de dotation simulés seront comparés aux chroniques de débits de dotation reconstitués dans la section 3.3.5.

---

a. Notons que les volumes lâchés par la retenue de Sainte-Croix pour subvenir aux besoins du canal de Provence sont considérés ici comme des prélèvements en amont de la réserve de Cadarache et n'interviennent donc pas dans le calcul des apports de BVI à Cadarache.

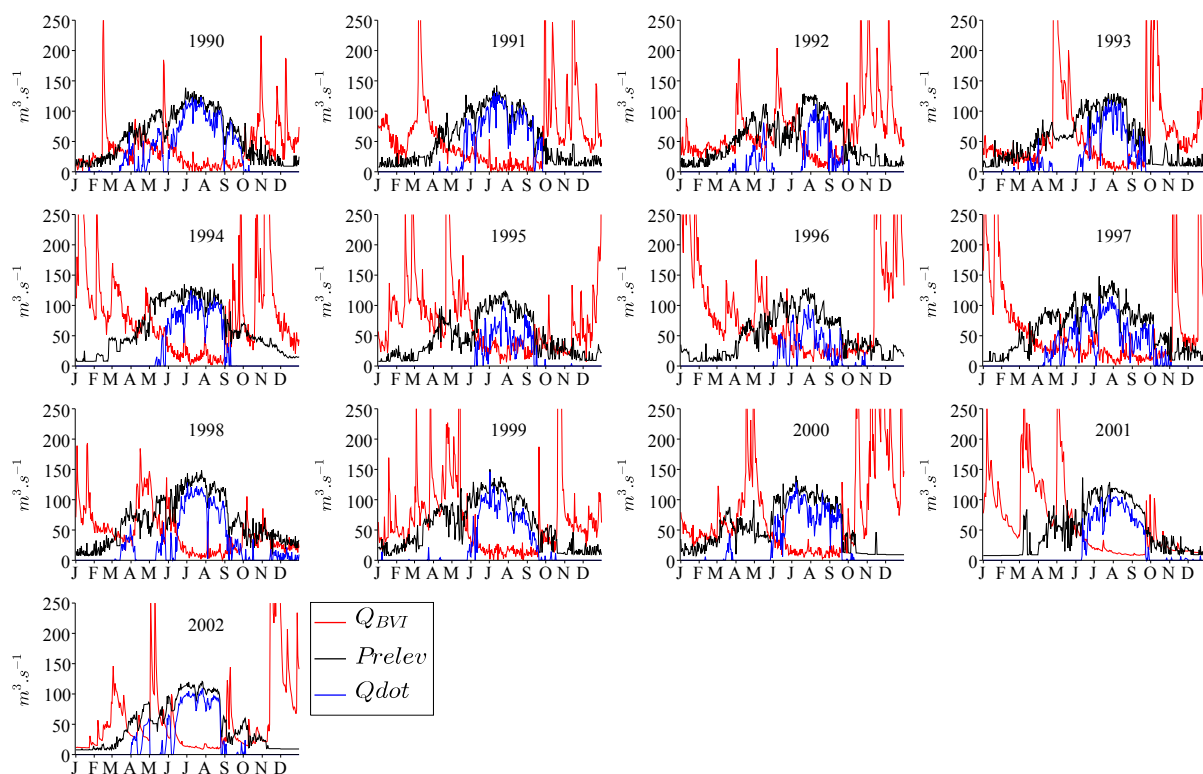


FIGURE 3.7 – Co-influence des apports au canal usinier et des prélèvements sur le débit de dotation de la réserve de SP. Courbes rouges : apports au canal usinier EDF. Courbes noires : Prélèvements reconstitués à Cadarache. Courbes Bleues : Débit de dotation calculé de la réserve de SP.

### 3.3.3. Modélisation des prélèvements à Cadarache

Cette sous-section présente le développement d'une modélisation de la demande agricole, i.e. des prélèvements effectués en Basse Durance et comptabilisés à Cadarache. Cette modélisation est réalisée à partir de données météorologiques accessibles sur le bassin aval de SP. Le modèle de prélèvement est choisi conceptuel. Il fera intervenir des représentations simplifiées des phénomènes hydrologiques et des pratiques agricoles. Les paramètres de ce modèle seront calés sur la chronique reconstituée de prélèvements présentée Figure 2.7 page 38. L'étroite plage de données disponibles (1996 – 2002) ne permet pas d'évaluer le modèle de demande agricole sur une période indépendante de la période utilisée pour le calage de ses paramètres. Ainsi, le calage et l'évaluation de ce modèle seront réalisés sur la même période 1996–2002.

#### 3.3.3.a. Besoin en eau de la Basse Durance

A une date donnée, les besoins en eau des agriculteurs dépendent de l'étendue des surfaces en culture, des types de plantes en culture et du stade végétatif des cultures. Ils sont d'autant plus importants que le potentiel évaporatoire de l'atmosphère est grand et que les ressources en eau, mobilisables localement par les plantes dans les sols et le sous-sol, sont limitées. Ces différents facteurs sont pris en compte de façon simplifiée dans la modélisation des besoins en eau proposée ci-dessous. Cette modélisation est largement perfectible. Elle ignore de fait, de

nombreux facteurs importants qui modulent cette demande en eau dans le temps et dans l'espace (e.g. la modification des types de culture d'une année à l'autre ou la possibilité pour certains agriculteurs de mobiliser des ressources en eau de surface locales (cours d'eau voisins, bâches agricoles locales)). Elle a pour seul objectif de permettre une estimation plausible des besoins en eau à l'échelle de la région en aval pour un assolement régional inter-annuel moyen. Pour une culture donnée, le besoin en eau  $B$  ( $mm.j^{-1}$ ) peut être estimé via l'équation 3.6.

$$B = K_c \times ET_0 \quad (3.6)$$

où  $ET_0$  est l'évapotranspiration dite de référence ( $mm.j^{-1}$ ), calculée pour une culture de référence donnée (gazon). Elle représente le potentiel évaporatoire de l'atmosphère.  $K_C$  est le coefficient cultural de la culture. Le coefficient cultural est le rapport entre l'évapotranspiration d'une culture ( $ET_c$ ) et l'évapotranspiration potentielle de référence  $ET_0$ . Ce coefficient intègre quatre caractéristiques primaires qui permettent de distinguer cette culture de la culture de référence. Ces caractéristiques sont : la hauteur de la culture, la résistance de surface sol-végétation, l'albédo et l'évaporation depuis le sol (Allen *et al.* [1998]). Pour une culture donnée, ce coefficient est donc variable dans le temps.

L'évaluation de la demande en eau de l'ensemble des parcelles mises en culture à un moment donné à l'échelle régionale, est estimée de façon similaire et simplifiée par le produit du potentiel évaporatoire de l'atmosphère  $ET_0$  et d'un coefficient cultural régional ( $K_{CR}$ ).

Les besoins en irrigation dépendent de la demande en eau des cultures et des ressources en eau locales mobilisables par ces dernières. Si les stocks en eau dans les sols sont suffisants, l'irrigation n'est pas nécessaire. Elle le devient dès que les plantes ne peuvent plus mobiliser les ressources nécessaires à leur développement. Localement, cela se produit lorsque la demande en eau des cultures est supérieure à la réserve utile. Les besoins en irrigation sont alors d'autant plus importants que la demande en eau des plantes est forte et que le stress hydrique lié à un taux d'humidité réduit dans les sols est fort. La façon dont est estimé ce stress hydrique pour la région aval de la Durance est présentée section 3.3.3.b. Par suite la modélisation des prélèvements est présentée section 3.3.3.c. Cependant, nous allons d'abord nous focaliser sur les estimations de l'évapotranspiration de référence  $ET_0$ , et du coefficient cultural  $K_c$ .

### 3.3.3.a.a Évapotranspiration de référence $ET_0$

Pour estimer le potentiel évaporatoire de l'atmosphère  $ET_0$ , la FAO recommande la formulation de Penman-Monteith dans le cas idéal où les données nécessaires à son application sont disponibles (Chiew *et al.* [1995]) (données de vent, de durée d'ensoleillement effective, de rayonnement, de pression de vapeur effective de l'air par exemple). Si cela n'est pas le cas, la FAO préconise alors l'utilisation de la formulation d'Hargreaves *et al.* [1985] (Allen *et al.* [1998]). Cette dernière (équation 3.7) est un choix perfectible, mais présente l'avantage d'être homogène avec le degré de sophistication de la formulation d'ETP utilisée dans le modèle hydrologique Cequeau. La formulation d'Hargreaves *et al.* [1985] n'utilise que des données de températures

journalières et permet de fournir des résultats raisonnables d' $ET_0$  sur un ensemble important de bassins versants (Allen *et al.* [1998]).

$$ET_{0Hargreaves} = 0.0023(T_{moy} + 17.8) \times (T_{max} - T_{min})^{0.5} \times R_e \quad (3.7)$$

Avec :

- $T_{moy}$  : Température moyenne journalière ( $^{\circ}C$ )
- $T_{max}$  : Température maximale journalière ( $^{\circ}C$ )
- $T_{min}$  : Température minimale journalière ( $^{\circ}C$ )
- $R_e$  : Rayonnement extraterrestre ( $MJ.m^{-2}.j^{-1}$ )

Les données de températures utilisées pour estimer l'évapotranspiration sont des températures régionales moyennes estimées sur la base des ré-analyses SAFRAN (Vidal *et al.* [2010]) pour la partie aval du bassin de la Durance, dont le point de contrôle le plus en amont est la retenue de Cadarache (sous bassin C6 Figure 3.8). Le cycle annuel de l' $ET_0$ , calculée pour la Basse Durance, est présenté Figure 3.9 pour chacune des années de la période 1990-2002. L' $ET_0$  est minimale fin décembre, puis augmente jusqu'à la fin juillet environ. La variabilité inter-annuelle de l' $ET_0$  calculée durant la période estivale est plus forte que durant la période hivernale, mais reste tout de même assez faible. De fait, les différences inter-annuelles observées sur les prélèvements reconstitués (Figure 2.7) ne peuvent pas uniquement s'expliquer par la variabilité de l' $ET_0$  ainsi calculée.

### 3.3.3.a.b Coefficient cultural

Le coefficient cultural  $K_C$  est le coefficient à appliquer à l' $ET_0$  pour connaître le besoin en eau de la culture considérée (équation 3.6). Il dépend du type de culture et de son stade végétatif (Figure 3.10). Il est nul lorsque les sols n'ont pas été ensemencés, très inférieur à 1 après l'ensemencement (ce qui correspond à un besoin en eau très inférieur à celui du gazon), et peut croître rapidement jusqu'à des valeurs pouvant dépasser largement l'unité pendant la période de pleine croissance des plantes. Le calcul du besoin exact en eau d'une parcelle (de culture connue) est réalisable en utilisant le coefficient cultural adapté. Il est important de noter que les valeurs de ces différents coefficients culturaux sont des valeurs empiriques. Pour les différents types de cultures usuelles, des tables sont disponibles en ligne (<http://www.agrometeo.fr/>).



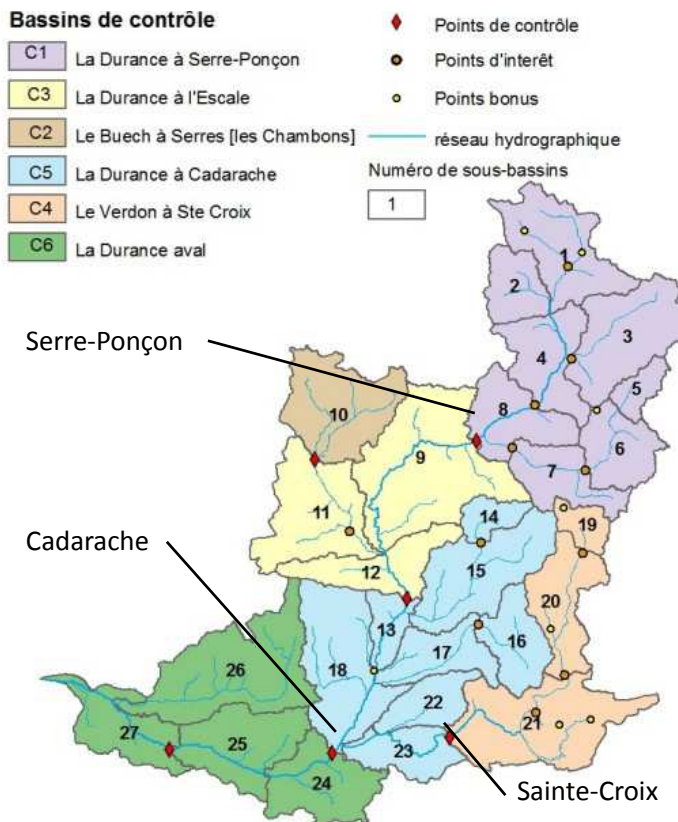


FIGURE 3.8 – Discretisation du bassin aval de la Durance. A l’aval de Serre-Ponçon des données de précipitations et de températures sont disponibles de 1959 à 2005 sur les regroupements de sous-bassins versants en couleur. La chronique de température utilisée pour l’estimation de l’ $ET_0$  en basse Durance est celle du BV 6 :”La Durance aval”. Les données de températures et de précipitations utilisées pour calculer le stress hydrique sont celles du BV C6 ”La Durance Aval”. Les données de précipitations et de températures utilisées pour la modélisation des apports BVI entre SP et Cadarache sont celles BV C2, C3, C4 et C5 (respectivement ”Le Buech à Serres”, ”La Durance à L’Escale”, ”Le Verdon à Ste Croix”, ”La Durance à Cadarache”)

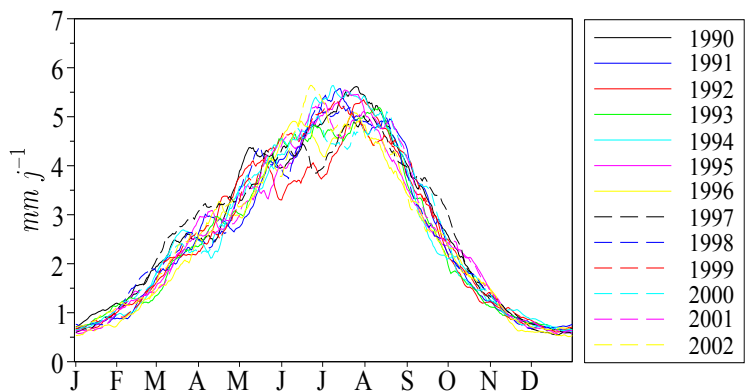


FIGURE 3.9 – Variabilité inter-annuelle de l’évapotranspiration en Basse Durance. L’évapotranspiration est calculée à l’aide de la formulation d’Hargreaves *et al.* [1985] (équation 3.7). Les chroniques d’ $ET_0$  ont été lissées sur une fenêtre de 10 jours.

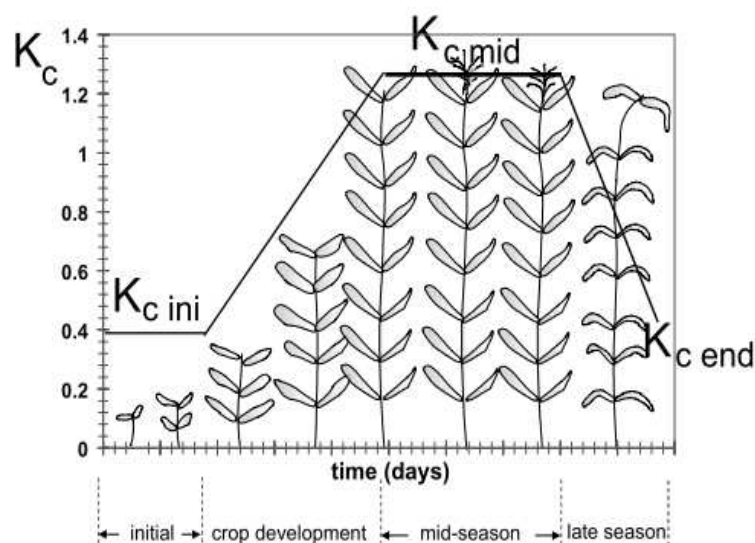


FIGURE 3.10 – Schéma de l'évolution du coefficient cultural pour une culture particulière (Adapté de Allen *et al.* [1998])

Le coefficient cultural est donc fortement dépendant du calendrier cultural de cette culture, qui peut varier d'une exploitation agricole à l'autre une même année, d'une année à l'autre pour un même exploitant. Il est possible de définir un coefficient cultural à l'échelle régionale  $K_{CR}$  (forcément conceptuel). Il permet d'exprimer, compte tenu des différentes surfaces en culture à un moment donné, le ratio entre la demande en eau de ces surfaces et la demande en eau de l'ensemble du territoire considéré, s'il était partout engazonné (équation 3.8).

$$K_{CR}(t_i) = \sum \frac{K_C(s, t_i) \cdot ds}{S_{tot}} \quad (3.8)$$

Avec :

- $K_C(s, t_i) = 0$  si parcelle  $s$  de surface  $ds$  est sans culture.
- $K_C(s, t_i) = K_C(Cul, t_i)$  si la parcelle  $s$  de surface  $ds$  est en culture de type  $Cul$ .
- $S_{tot}$  : Surface totale considérée.

Les variabilités inter-annuelles des surfaces exploitées ainsi que les types de cultures réalisées ne permettent pas d'effectuer le calcul rigoureux du coefficient cultural régional tel qu'il est défini équation 3.8. Pour une certaine surface totale cultivée durant l'année, l'hypothèse que les mises en cultures soient étalées temporellement durant l'année (avec une exploitation maximale durant l'été) ne semble pas abusive. Dans ces conditions, le coefficient cultural régional  $K_{CR}$  est supposé pouvoir être modélisé très simplement par une gaussienne, de moyenne  $\mu_e$  (position dans l'année du maximum) et d'écart type  $\sigma_e$  (permet d'étaler la période de mise en culture). La valeur maximale du coefficient cultural régional est définie par  $I_e$ . Les paramètres  $\mu_e$ ,  $\sigma_e$ ,  $I_e$  restent à déterminer lors du calage du modèle de prélèvements.

### 3.3.3.b. Stress hydrique

Dès lors que la disponibilité de l'eau dans le sol passe sous un certain seuil, les cultures subissent un stress hydrique. Au contraire, si la disponibilité de l'eau dans le sol est supérieure à ce seuil, les cultures ne subissent aucun stress. La disponibilité de l'eau dans le sol (et donc le stress hydrique) dépend i) de l'humidité du sol et ii) du type de sol. Par exemple, pour un même taux d'humidité, la disponibilité de l'eau est plus faible dans un sol argileux que pour un sol sableux. En période de stress, la croissance d'une plante diminue et peut dans certains cas être stoppée. Dans le milieu agricole, l'occurrence fréquente d'un stress hydrique peut s'avérer désastreuse pour une culture. Pour se prévenir de dommages potentiels (voir de la perte totale de la culture), les agriculteurs irriguent les cultures dès lors qu'un risque de stress est avéré. La disponibilité de l'eau dans le sol peut être évaluée à l'aide du modèle hydrologique Cequeau. Au sein de ce modèle conceptuel, deux réservoirs décrivent l'état du sol : i) le réservoir sol et ii) le réservoir nappe. L'eau présente dans le réservoir sol est supposée facilement mobilisable par les plantes tandis que l'eau du réservoir nappe est supposée être à des profondeurs trop importantes pour être utilisée par les plantes.

Le modèle hydrologique Cequeau disponible dans le projet RIWER 2030 est calé à l'amont de SP. A l'heure où nous avons fait ces développements, aucune modélisation hydrologique n'était disponible en Basse Durance. L'extension du modèle Cequeau sur la Durance Aval est prévue dans le projet R2D2.

Afin d'avoir une estimation, même grossière, de la quantité d'eau dans le sol en Basse Durance, le jeu de paramètres du modèle hydrologique calé à l'amont de SP (i.e. un bassin versant de haute montagne), est utilisé pour simuler le territoire C6 situé en Basse Durance, Figure 3.8 (i.e. un bassin versant à régime pluvial). Les moyennes spatiales des températures et des précipitations, nécessaires à cette estimation, sont calculées sur le bassin versant C6 (i.e. du bassin versant à l'aval de Cadarache). La hauteur d'eau dans le sol, modélisée en Basse Durance, est présentée Figure 3.11 pour les années 1990 à 2002. L'évolution temporelle de la hauteur d'eau dans le réservoir sol est fortement liée aux précipitations (les cumuls mensuels sont représentés par les barres bleues Figure 3.11). Elle permet ainsi de prendre en compte la contribution locale des précipitations.

Le facteur de stress hydrique  $SH$  est modélisé par l'équation 3.9.

$$SH = 1 - \min\left(\frac{H_{sol}}{H_{seuil}}, 1\right) \quad (3.9)$$

Avec :

- $SH$  : le facteur de stress hydrique (sans dimension).
- $H_{sol}$  : la hauteur d'eau dans le réservoir sol ( $mm$ ).
- $H_{seuil}$  : la hauteur d'eau dans le sol à partir de laquelle le stress est non nul ( $mm$ ).

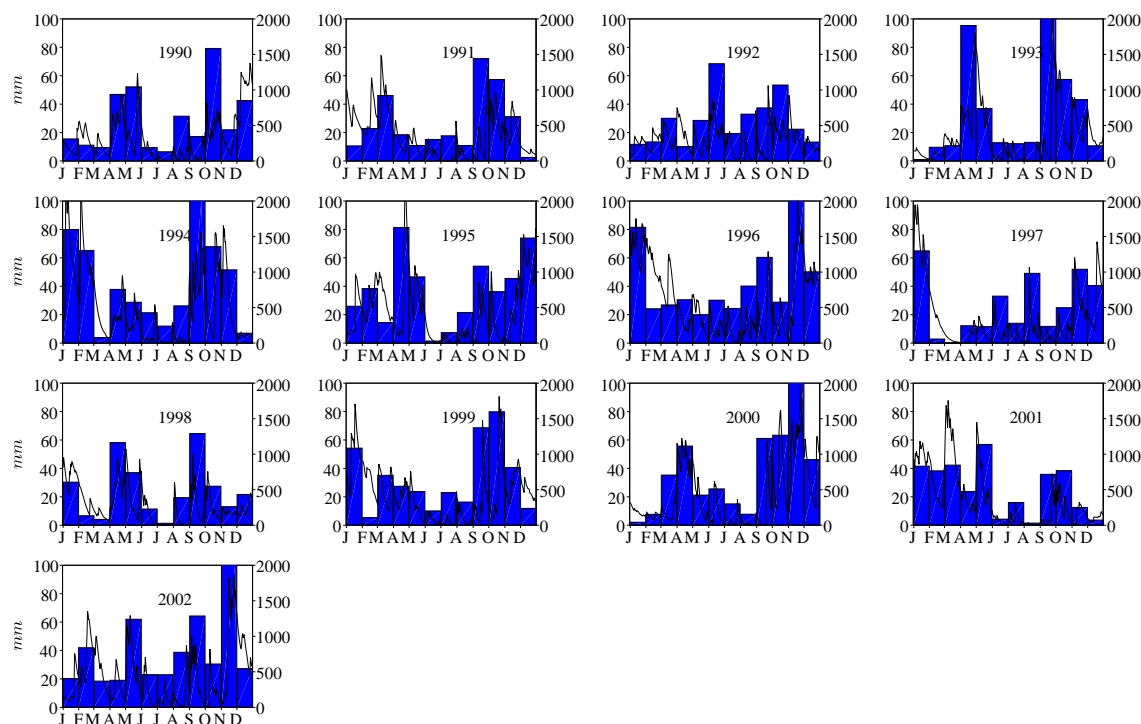


FIGURE 3.11 – Influence des précipitations totales (solide + liquide) sur la hauteur d’eau dans le réservoir sol en Basse Durance. Courbes noires : Hauteur d’eau dans le réservoir sol du modèle hydrologique Cequeau pour le territoire C6. Barres bleues : Cumuls mensuels de précipitations totales du BV C6 Figure 3.8. Les cumuls mensuels de précipitations sont donnés à titre indicatif de la pluviométrie sur le bassin de la Durance. L’axe de gauche ( $mm$ ) correspond à la hauteur d’eau dans le réservoir sol. L’axe de droite ( $mm$ ) correspond aux cumuls pluviométriques. Pour faciliter la lecture graphique, l’axe des débits est limité à  $100\text{ mm}$  et l’axe des cumuls pluviométriques à  $2000\text{ mm}$ .

Le stress hydrique ainsi défini varie entre 0 et 1. Il vaut 0 si  $H_{sol}$ , la hauteur d’eau dans le réservoir sol de Cequeau pour le BV C6, est supérieure ou égale à la hauteur seuil. Au contraire si la hauteur  $H_{sol}$  est inférieure au seuil, le stress augmente linéairement jusqu’à atteindre la limite de 1 si la hauteur d’eau dans le sol est nulle. Le paramètre  $H_{seuil}$  est à caler.

### 3.3.3.c. Prélèvements

Les prélèvements effectués en Basse Durance sont considérés être la somme de prélèvements non agricoles et agricoles. Les prélèvements non agricoles ( $Prelev_{min}$ ) sont supposés constants tout au long de l’année. Les prélèvements agricoles sont au contraire très saisonniers et fonction de la demande des agriculteurs en Basse Durance. Les prélèvements sont modélisés de façon simplifiée *via* l’équation 3.10 :

$$Prelev_{t_i} = \min\left(Cste \times SH_{t_i} \times K_{CRt_i} \times ET_{0t_i} \times SA + Prelev_{min}, Prelev_{max}\right) \quad (3.10)$$

Avec :

- $SH$  : Stress hydrique estimé (paramètre  $H_{seuil}$ , sans dimension).
- $K_{CR}$  : Coefficient cultural régional estimé (paramètres  $\mu e$ ,  $\sigma e$ ,  $I_e$ ). Il représente l'évolution temporelle du besoin en eau relatif (par rapport à l' $ET_0$ ) des cultures à l'échelle régionale.
- $ET_0$  : Evapotranspiration de référence. ( $mm.j^{-1}$ )
- $SA$  : Surface Agricole Maximale. La surface choisie est  $SA = 97000 ha$  et correspond à la surface irriguée en Basse Durance durant l'année 2000. Cette surface est supposée constante dans le temps, ce qui sera une limite de représentativité du devenir des prélèvements réels.
- $Prelev_{min}$  est le prélèvement d'origine non agricole. Il est additionné aux prélèvements agricoles.
- $Prelev_{max}$  est le prélèvement maximal fonction du dimensionnement des canaux d'irrigation.
- $Cste$  ( $10^{-3}/86400.ha^{-1}$ )
- $Cste \times SH_{t_i} \times K_{CR_{t_i}} \times ET_{0_{t_i}} \times SA$  représente les prélèvements agricoles à la date  $t_i$ . Si le stress hydrique  $SH$  ou le coefficient cultural régional est nul, aucun prélèvement n'est requis pour satisfaire le besoin des cultures.

Les paramètres optimaux de ce modèle de prélèvements ( $H_{seuil}$ ,  $\mu e$ ,  $\sigma e$ ,  $I_e$ ) sont obtenus à l'aide d'une procédure de calage automatique (Tableau 3.1). La fonction de coût utilisée pour caler le modèle de prélèvements est l'indice KGE (Gupta *et al.* [2009]). Ce critère permet d'obtenir un jeu de paramètres maximisant la corrélation tout en limitant le biais et en reproduisant au mieux la variabilité de la chronique observée.

On notera que la valeur optimale du paramètre  $H_{seuil}$  est supérieure à la hauteur maximale de stockage d'eau (= 136.4 mm) dans le réservoir sol simulé par le modèle hydrologique Cequeau (Figure 3.11). Il n'y a donc pas de seuil en dessous duquel il n'y aurait aucun stress hydrique à l'échelle régionale, ce qui impliquerait par suite une demande de prélèvement agricole nulle. L'explication provient du fait qu'un unique réservoir sol est utilisé dans le modèle Cequeau pour tout le territoire aval alors qu'il existe une forte variabilité spatiale de types de sols sur le bassin. Comme énoncé précédemment, le type de sol a une influence importante sur la capacité des plantes à utiliser l'eau présente dans les sols. L'utilisation d'un seul réservoir (et donc d'un seul type de sol), par effet de combinaison, engendre la disparition du seuil à l'échelle régionale. Cela a pour effet de générer un stress hydrique linéaire et non nul, quel que soit l'état de saturation du réservoir global utilisé par C6, sur l'ensemble de la période d'étude.

Les prélèvements simulés (courbes rouges) sont confrontés aux prélèvements reconstitués (courbes noires) sur la Figure 3.12. Étant donné la simplicité du modèle de prélèvements utilisé (particulièrement l'hypothèse d'un coefficient cultural régional de forme gaussienne), les résultats de simulation sont satisfaisants. Ce modèle simple permet notamment dans l'été de simuler certaines variations brutales des prélèvements observés. Ainsi les diminutions brutales des prélèvements durant les mois d'avril 1990, 1998 et 2002 sont assez bien reproduites. Au contraire,

$H_{seuil}$	$\mu e$	$\sigma e$	$I_e$
139.1	189	126	1.98

TABLEAU 3.1 – Valeurs des paramètres optimaux du modèle de prélèvements.  $H_{seuil}$  : seuil de stress hydrique (mm),  $\mu e$  : jour calendaire du besoin maximal en eau (j),  $\sigma e$  : écart-type du jour maximal du besoin maximal en eau (j),  $I_e$  : maximal relatif du besoin en eau.

la reproduction des prélèvements importants liés à l'aspersion au-dessus des vergers à la fin de l'hiver / début du printemps (1998, 1999, 2000) ne peut être réalisée car non conceptualisée dans le modèle. Le critère de Nash calculé sur l'ensemble de la chronique de 1996 à 2002 a une valeur de 0,8.

La variabilité inter-annuelle des prélèvements est sans véritable surprise, relativement mal reproduite par le modèle. On notera en particulier que le calendrier culturel et les assolements sont supposés les mêmes d'une année à l'autre ce qui n'est évidemment pas le cas. La capacité du modèle de prélèvements à reproduire la variabilité inter-annuelle des prélèvements reconstitués est présentée en annexe A.6.1.

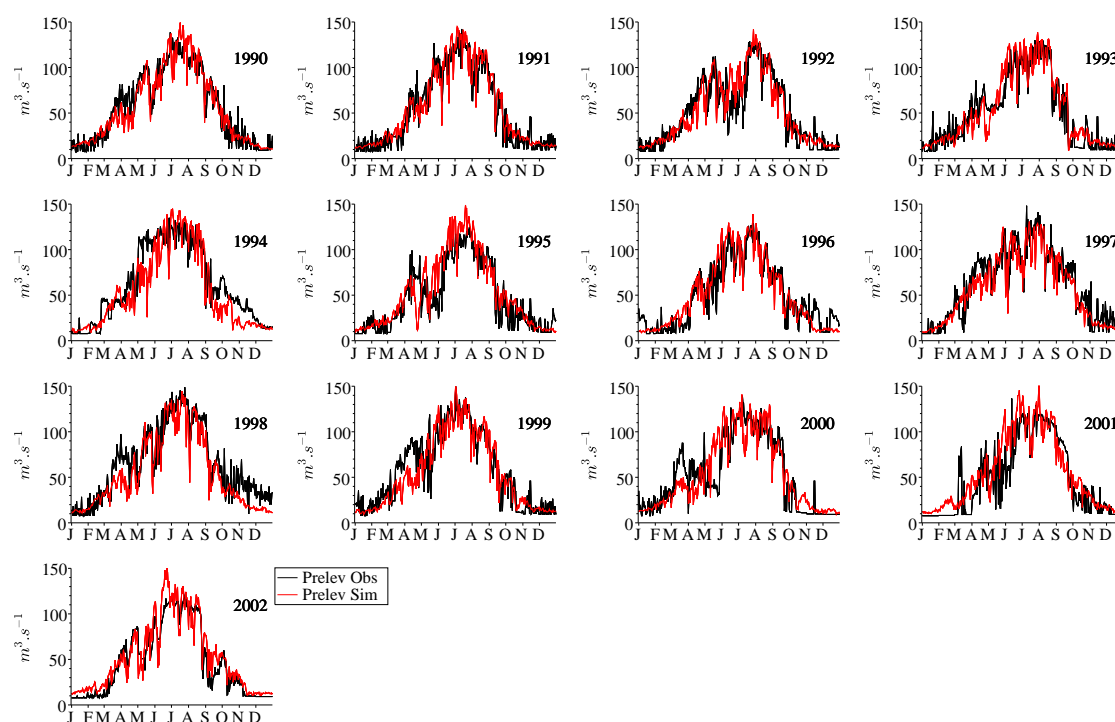


FIGURE 3.12 – Comparaison des années de prélèvements observées (courbes noires) et simulées (courbes rouges) *via* le modèle de prélèvements défini équation 3.10. Les paramètres de modèle de prélèvements sont donnés Tableau 3.1

### 3.3.4. Modélisation des apports des bassins intermédiaires

Le jeu de paramètres du modèle hydrologique amont de SP est utilisé sur le bassin de la Basse Durance pour simuler des chroniques d'apports des BVI entrant dans le canal usinier entre SP

et Cadarache. Les apports sont simulés pour les quatre sous bassins C2, C3, C4 et C5 présentés Figure 3.8. Les données de températures et précipitations nécessaires à cette modélisation sont spatialisées sur chacune des quatre mailles considérées. Les apports simulés (courbes rouges) entrant dans Cadarache sont confrontés aux apports reconstitués (courbes noires) Figure 3.13, sur la période 1990-2002. Cette modélisation produit des apports supérieurs aux apports reconstitués. Les différences importantes peuvent s'expliquer principalement par deux effets :

- Le jeu de paramètres utilisé est celui obtenu par calage sur le bassin versant amont de la Durance. Il n'est donc pas le jeu optimal pour les quatre sous bassins considérés.
- La reconstitution des apports observés a été établie à partir de variables météorologiques et de bilans aménagements. La référence utilisée pour évaluer le modèle hydrologique est donc également sujette à caution.

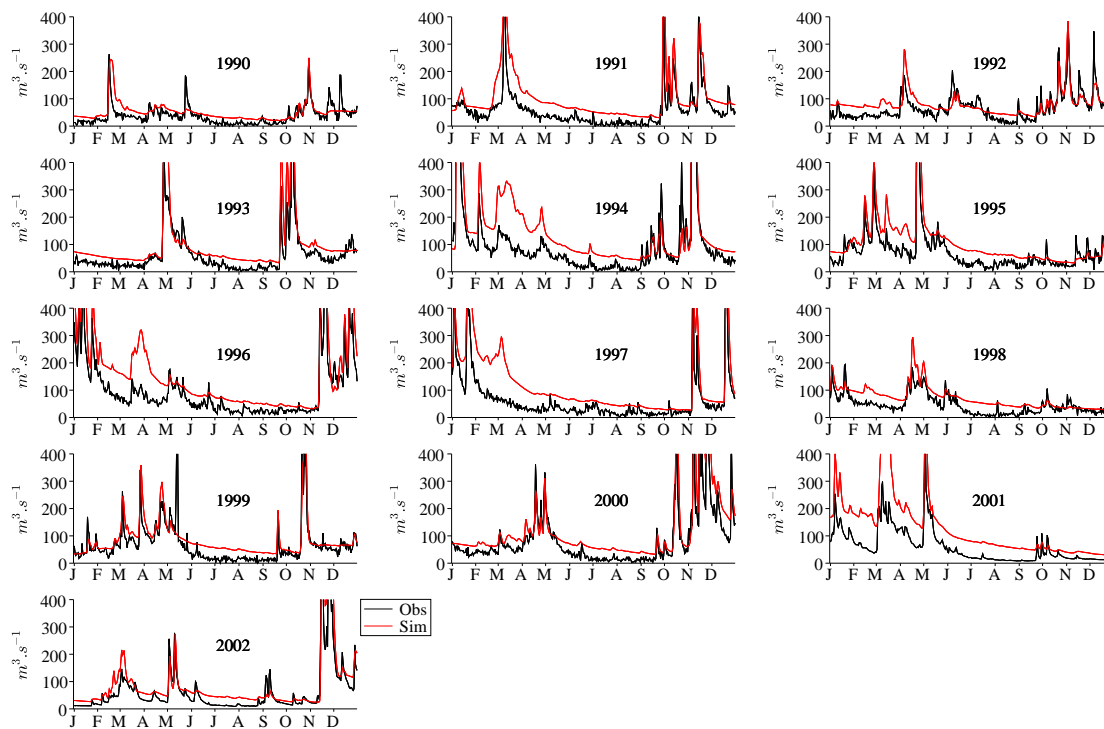


FIGURE 3.13 – Comparaison entre les débits de bassins versants intermédiaires SP → Cadarache simulés (rouge) et reconstitués (noir). La valeur du critère de Nash obtenue sur la période 1990-2002 est de 0.62

### 3.3.5. Modélisation des débits de dotation de SP

Le débit de dotation est modélisé par l'équation 3.5. Les données utilisées sont les données simulées de prélèvements et d'apports intermédiaires. Tout comme le modèle de prélèvement, les procédures de calage et d'évaluation du modèle sont effectuées sur la période 1990-2002. La valeur du paramètre  $k$  est calée afin que le débit de dotation modélisé reproduise au mieux les chroniques de débits de dotation reconstitués section 3.3.2. La fonction de coût utilisée lors du calage du paramètre  $k$  est une *RMSE* (erreur moyenne quadratique) sur le volume annuel à fournir par SP. Le paramètre optimal obtenu est  $k = 0.72$ . Les résultats de cette modélisation

sont présentés Figure 3.14 de 1990 à 2002 (débits de dotation reconstitués (noir) et simulés (rouge)).

Le modèle final de débit de dotation permet de reproduire assez bien la durée des périodes où la sollicitation n'est pas nulle. Par exemple, le débit de dotation de la réserve de SP durant l'année 1990 commence dès le mois de février et s'étend jusqu'au mois de septembre, au contraire de l'année 2001 où le débit à fournir est seulement localisé durant les mois de mai à fin août. Le modèle arrive à bien reproduire cette variabilité dans la plus grande majorité des cas. Seule l'année 1992 est moins bien reproduite avec notamment, une surestimation importante des volumes simulés durant les mois de mai et juin par rapport à la reconstitution.

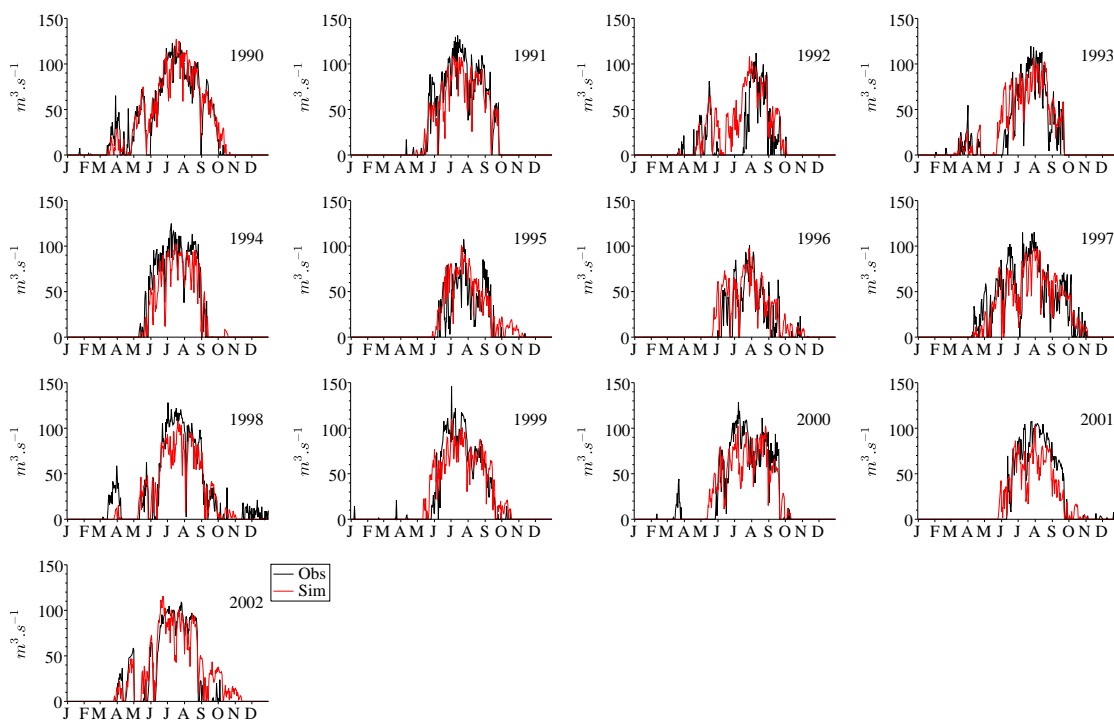


FIGURE 3.14 – Comparaison entre les débits de dotation reconstitués (courbes noires) et simulés à SP (courbes rouges).

Sur l'ensemble de la période, le Nash est de 0.8, ce qui est une valeur correcte compte tenu de certaines hypothèses réalisées, et des incertitudes importantes sur les données reconstituées. L'analyse de la capacité du modèle à reproduire la variabilité inter-annuelle du débit de dotation est présentée en Annexe A.6.2.

### 3.4. TOURISME : COURBE GUIDE DE REMPLISSAGE

Il existe plusieurs possibilités pour intégrer la gestion d'une cote touristique au sein d'un processus d'optimisation. Ward *et al.* [1996] présentent par exemple un algorithme permettant



d'estimer les revenus économiques liés aux activités touristiques des réservoirs hydrauliques. Dans le cas de Ward *et al.* [1996], ces revenus sont fonction de la surface des étendues d'eau et donc au stock d'eau  $S$  présent dans le réservoir. Ces revenus pourraient donc être intégrés à la fonction objectif  $f$  définie section 3.2. L'approche utilisée par Ward *et al.* [1996] a nécessité un jeu important de données (e.g. le nombre de visiteurs sur site, la distance parcourue domicile-lac, la proportion de touristes mineurs ( $> 18$  ans)) non disponible au sein du projet RIWER 2030. Il aurait également été difficile d'estimer leur évolution dans le temps étant donné les mutations probables du secteur touristique sous couvert de changement climatique (Perry et Smith [1996]; Beniston [2003]; Hein *et al.* [2009]).

De plus, nous avons vu dans le chapitre 2 que EDF assure de bonnes conditions de remplissage du réservoir de SP lors de la saison touristique. L'objectif de cote retenue est de 778m NGF et doit si possible être atteint le 1<sup>er</sup> juillet. Cette hauteur correspond à un volume  $S_{Obj}^T$  stocké dans le réservoir de 972.9 Mm<sup>3</sup>. La stratégie employée par EDF permet la satisfaction de l'objectif de remplissage au 1<sup>er</sup> juillet en moyenne neuf années sur 10. L'intégration des revenus touristiques au sein d'une fonction objectif n'aurait pas permis cette considération probabiliste dans le gestion du remplissage du système modélisé de SP. L'objectif étant de construire un modèle de gestion se rapprochant le plus possible de la gestion opérationnelle, nous avons fait le choix de considérer l'usage touristique de la réserve SP comme une contrainte de stock minimal à garantir durant l'été. De façon similaire à ce que réalise le gestionnaire de SP, une courbe guide de remplissage  $Vlim$  est définie pour garantir l'objectif de cote neuf années sur dix en moyenne. La probabilité de 0.9 de satisfaction est calculée à partir de l'historique d'apports et de débits de dotation à la disposition du gestionnaire. Le calcul de cette **courbe guide de remplissage 90 %** est réalisée en deux étapes :

1. Pour chacune des années de l'historique, le volume minimal  $V_{t_i}$ , nécessaire à chaque date  $t_i$  pour satisfaire l'objectif de cote  $S_{Obj}^T$  au 1<sup>er</sup> juillet est calculé *via* l'équation 3.11.

$$V_{t_i} = \max\left(S_{Obj}^T - \Delta t \sum_{t_i=t}^{01/07_{t_i}} Q_{net_{t_i}}, 0\right) \quad (3.11)$$

Avec :  $S_{Obj}^T$  l'objectif de cote estivale (m<sup>3</sup>), 01/07 <sub>$t_i$</sub>  le 1<sup>er</sup> juillet suivant la date  $t_i$  et  $Q_{net_{t_i}}$  les apports nets à la réserve (m<sup>3</sup>/s) au pas de temps journalier  $\Delta t$  (86400 secondes). Les apports nets au réservoir à une date  $t_i$  sont définis par la différence entre les apports au réservoir  $Q_{t_i}$  et le débit de dotation  $Q_{dot_{t_i}}$  (équation 3.12). Ils peuvent donc être négatifs.

$$Q_{net_{t_i}} = Q_{t_i} - Q_{dot_{t_i}} \quad (3.12)$$

2. Les valeurs de stock  $Vlim_{t_i}$  définissant la courbe guide 90 % sont les quantiles 90 des volumes  $V_{t_i} \forall t_i$ .

Après le début de la saison touristique, l'hydroélectricité étant peu sollicitée en été, une cote élevée est maintenue le plus longtemps possible selon les conditions d'apports au réservoir et du

débit de dotation à fournir. Si à une date  $t_i$  le volume de la réserve est inférieur à  $Vlim_{t_i}$ , la probabilité de satisfaire l'objectif de cote au 1<sup>er</sup> juillet est inférieur à 90 %. Si à une date  $t_i$  la valeur de  $Vlim_{t_i}$  est nulle, cela signifie que neuf années sur 10, il n'est pas nécessaire de disposer à cette date d'un stock d'eau dans la retenue pour espérer satisfaire en moyenne l'objectif de cote au 1<sup>er</sup> juillet. Dans le cas de SP, la définition de  $Vlim$  étant probabiliste, un calcul robuste nécessite un historique le plus important possible.

Un exemple de courbe guide 90 % est présenté Figure 3.15 (courbe noire). Cette courbe guide est calculée en utilisant un historique de 30 ans (1974-2003). Sur cette Figure, les courbes guides des 30 années de l'historique sont représentées en gris.

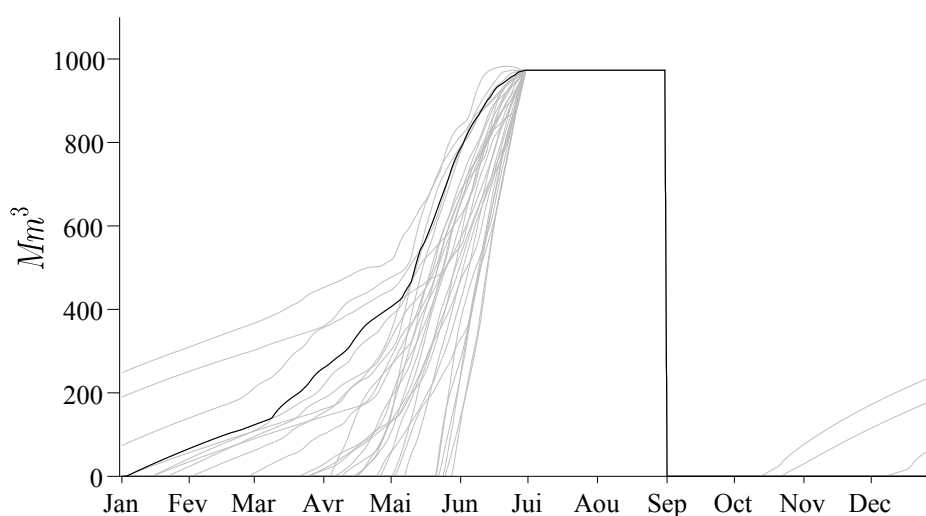


FIGURE 3.15 – Courbe guide de remplissage 90 % calculée sur l'historique 1974-2003. Cette courbe définit le volume nécessaire à une date calendaire donnée afin de satisfaire neuf années sur dix en moyenne l'objectif de cote au 1<sup>er</sup> juillet. Durant les mois de juillet et août, la courbe guide est égale au volume objectif durant cette période, soit 972.9 Mm<sup>3</sup>. Cette courbe guide 90 % étant calculée en utilisant 30 années d'historique, le volume retenu à chaque date  $t_i$  est le 4<sup>ème</sup> plus élevé.

La courbe guide augmente rapidement durant la période de l'onde de fonte (mai et juin). Le reste de l'année, les faibles apports entrants dans la réserve impliquent une augmentation plus lente de la courbe guide. Cette courbe guide représente la frontière entre deux modes de gestion de la réserve :

- Si le niveau de remplissage de la réserve à une date  $t_i$  est inférieur à la courbe guide, aucune optimisation du placement de l'eau n'est réalisée : dans le mesure du possible, seul le débit de dotation est satisfait (la fourniture du débit de dotation est un objectif prioritaire sur l'objectif touristique).
- Si le niveau de remplissage de la réserve à une date  $t_i$  est supérieur à la courbe guide, une optimisation de la production avec le volume excédentaire est possible.

## 3.5. CONCLUSION

Comme cela a été précisé dans le chapitre 2, la prise en compte rigoureuse des contraintes et objectifs de l'ouvrage de SP n'est pas possible à l'échelle du projet RIWER 2030 qui est limité à l'amont de SP. Plusieurs hypothèses simplificatrices ont été nécessaires. Un premier travail a donc été de conceptualiser les différents usages de l'eau de SP pris en compte dans cette thèse. Ce travail a été réalisé *via* les différents développements présentés dans ce chapitre. Les résultats de ces modèles seront utilisés en entrée du modèle de gestion permettant l'optimisation et la simulation de la gestion du système modélisé de SP.

# Synthèse

## Le cas d'étude de Serre-Ponçon

A l'échelle du projet RIWER 2030 et de cette thèse, l'ensemble des objectifs et des contraintes de la CPH-DV ne peuvent être pris en compte. Le sujet d'étude est ici limité à la retenue de SP. Les principaux usages et contraintes en aval de SP sont cependant intégrés à la gestion du système modélisé de SP. Ce travail est possible grâce à une modélisation et / ou une conceptualisation de ces différents éléments.

## Revenus économiques de l'ouvrage de SP

Les seuls revenus de l'ouvrage sont réalisés *via* la production d'énergie. Ces revenus sont conceptuels et exprimés en  $U.M$  (unité monétaire). Les revenus sont proportionnels i) à la quantité d'énergie produite et ii) à un indicateur de la consommation électrique à trois périodes de la journée (nuit, journée, soirée). Ces revenus définissent la fonction objectif  $f$  à optimiser. Cette fonction a l'expression suivante pour les analyses ultérieures :

$$f_{t_i}(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) = \left\{ \sum_h \left[ I_{t_i}^h \times u_h \right] \times (R^{max} - Qdot_{t_i}) \times \Delta t^h + Qdot_{t_i} \times \Delta t \times \mu_{I_{t_i}} \right\} \times \phi(S_{t_i}) \quad (3.4)$$

## La demande en eau en aval de SP

Cette demande en aval est conceptualisée *via* un modèle de débit de dotation. Ce débit intègre à la fois i) le débit réservé au pied de la retenue de SP, ii) la demande agricole saisonnière et iii) une demande non saisonnière liée aux industries et à l'approvisionnement en eau potable des grandes villes de la région. Ce débit de dotation constitue la contrainte de débit minimal à fournir à chaque date  $t_i$ .

## Les activités touristiques

L'usage touristique des eaux de la Durance est ici limité à la réserve de SP. Un niveau est à garantir au début de la période estivale. Le bon remplissage du réservoir est assuré grâce à une courbe guide de remplissage qui permet en moyenne d'atteindre l'objectif 9 années sur 10 au 1<sup>er</sup> juillet. Cette courbe guide du réservoir, représente une contrainte de stock minimal à ne pas franchir.



# Chapitre 4

## Modélisation de la gestion optimale de la retenue

Ce chapitre explore la possibilité de construire un modèle de gestion de la retenue de Serre-Ponçon (SP). Cette modélisation se doit d'être applicable dans un contexte de changement climatique, c'est à dire dans un contexte de données limitées.

Pour le gestionnaire d'une retenue hydraulique, la gestion résulte en une séquence de décisions portant sur les volumes à affecter à un moment donné aux différents utilisateurs de la ressource, que ce soit sous forme de prélèvements pour l'irrigation ou l'approvisionnement en eau potable des zones riveraines, ou sous forme de lâchers d'eau, éventuellement valorisés par une production d'hydroélectricité, pour la satisfaction de différentes demandes en aval. Comme il est indiqué en introduction, les décisions prises quotidiennement par le gestionnaire sont guidées par une règle de gestion qui pourrait se décomposer en i) une règle de répartition entre usages et ii) une stratégie de gestion (distribution temporelle de l'eau).

Dans les chapitres précédents, nous avons évoqué qu'une représentation simplifiée des règles de gestion du système de SP impliquait par ordre de priorité : i) la satisfaction de la demande, en eau en aval du système (le débit de dotation), ii) la satisfaction 9 années sur 10 en moyenne de la cote touristique au premier juillet et iii) l'optimisation de la production énergétique.

Nous avons également évoqué dans le chapitre précédent que la production énergétique du système modélisé allait être optimisée de façon à ce qu'elle soit principalement localisée lors des pics de demande en énergie.

Tirer le meilleur parti de l'eau disponible pour produire de l'énergie, en garantissant si possible les contraintes de débit et de cote, nécessite d'optimiser la stratégie de gestion. Nous parlerons d'optimisation sous contraintes.

Ce chapitre présente l'algorithme utilisé pour optimiser la production énergétique du système modélisé de SP (i.e. la fonction objectif définie chapitre 3).

- Le problème d'optimisation de la gestion d'un réservoir hydraulique est présenté dans ces grandes lignes section 4.1.
- Dans cette thèse, ce problème d'optimisation est résolu à partir d'un algorithme de Programmation Dynamique (PD) qui est présenté section 4.2. Ce type d'algorithme est également utilisé par le gestionnaire EDF pour optimiser la gestion de ses moyens de production (Roche *et al.* [2012]).
- La mise en œuvre de l'algorithme d'optimisation de la gestion est expliquée section 4.3.
- Il existe de très nombreuses versions de cet algorithme. Trois d'entre elles sont utilisées dans cette thèse. Elles sont basées sur différents niveaux de prévisibilité des apports et des usages. Elles sont présentées section 4.4.
- Les résultats de gestion obtenus par ces trois différents modèles de gestion sont finalement illustrés section 4.5.

## 4.1. OPTIMISATION DE LA GESTION D'UNE RÉSERVE HYDRAULIQUE

L'objectif des algorithmes d'optimisation est de déterminer les valeurs d'un ensemble de variables de décision qui maximisent ou minimisent une fonction objectif sous contraintes (Wurbs [1993]). Comme le rappelle à juste titre Yeh [1985], il n'existe pas de formulation générale permettant de trouver une solution optimale pour l'ensemble des problèmes de gestion.

Dans le cas d'un réservoir hydraulique, la séquence de variables de décision est généralement définie par la séquence de lâchés d'eau  $R_t$  permettant de maximiser ou de minimiser une fonction objectif notée  $f_{obj}$ . Toujours selon Wurbs [1993], la fonction objectif est le *cœur* de l'optimisation. La forme de cette fonction dépend généralement du cas d'étude considéré et peut donc prendre des formes différentes. Par exemple, elle pourrait être exprimée en terme de revenus économiques (e.g. maximisation des revenus issus de l'hydroélectricité, minimisation des coûts de production, minimisation des coûts liés aux dommages lors des crues), en terme d'utilité (e.g. minimisation des restrictions de la fourniture en énergie, maximisation de la production hydroélectrique sur une période) ou encore en terme de fiabilité ou de disponibilité en eau (e.g. minimisation des déversements<sup>a</sup>, minimisation de la fréquence des épisodes de restriction, maximisation des débits minimaux). Selon la définition de la fonction objectif  $f_{obj}$ , le problème d'optimisation sur une période  $[t_0, t_f]$  consiste à résoudre l'équation 4.1 ou 4.2 :

---

a. Lorsque les apports d'un réservoir hydraulique ne peuvent être contenus, ils sont alors évacués immédiatement par des évacuateurs de crues ou des déversoirs. La quantité d'eau ainsi évacuée ne transite pas dans les turbines et ne participe donc pas à la production d'énergie. Ce volume est dit déversé

$$Max_{R_t} \left\{ E \left[ \sum_{t=t_0}^{t=t_f} f_{obj}(\cdot) \right] \right\} \quad (4.1)$$

$$Min_{R_t} \left\{ E \left[ \sum_{t=t_0}^{t=t_f} f_{obj}(\cdot) \right] \right\} \quad (4.2)$$

Pour ces deux équations, le symbole  $E[.]$  représente l'espérance mathématique. L'espérance mathématique utilisée ici résulte du fait que l'optimisation de la gestion des ouvrages hydrauliques est le plus souvent réalisée dans un contexte d'avenir incertain. Une telle optimisation ne peut donc garantir qu'une maximisation (ou une minimisation) de l'espérance de la somme des valeurs de la fonction objectif à chaque date  $t$ .

A une date  $t$  donnée, la valeur de  $f_{obj}$  est conditionnée pour partie par la décision prise  $R_t$ . Elle peut cependant dépendre d'éléments extérieurs au système. Par exemple, si  $f_{obj}$  correspond à des revenus économiques liés à la production énergétique,  $f_{obj}$  dépend *a fortiori* du prix de vente de l'énergie sur le marché. C'est pourquoi, la notation  $f_{obj}(\cdot)$  est pour le moment adoptée, car elle ne restreint pas la fonction objectif à une dépendance à la variable de décision  $R$ . Les contraintes appliquées à la gestion d'une réserve hydraulique s'expriment dans le cas général par les équations 4.3 à 4.5.

$$R_t^{min} \leq R_t \leq R_t^{max} \quad (4.3)$$

$$S_t^{min} \leq S_t \leq S_t^{max} \quad (4.4)$$

$$S_{t+\Delta t} = S_t + (Q_t - R_t) \times \Delta t \quad (4.5)$$

Avec  $S_t$  le stock d'eau du réservoir ( $m^3$ ),  $S_t^{min}$  et  $S_t^{max}$  les stocks minimaux et maximaux possibles de la réserve,  $R_t$  le volume lâché en aval par la réserve ( $m^3/s$ );  $R_t^{min}$  et  $R_t^{max}$  les turbines minimaux et maximaux pouvant être effectués par la retenue et  $Q_t$  les apports au réservoir à une date  $t$ .  $\Delta t$  est un intervalle temporel pendant lequel  $Q_t$  et  $R_t$  sont supposés constants.

Comme il est indiqué dans les équations ci-dessus, les contraintes d'un système de gestion peuvent varier dans le temps, ce qui est généralement le cas. Un exemple fréquent est de limiter le stock  $S_t^{max}$  d'un réservoir à certaines périodes de l'année, jugées à forts risques, pour conserver une capacité de stockage suffisante pour écrier les possibles crues à venir. Une telle limitation est par exemple écrite dans le règlement de la réserve de Villerest sur la Loire (Décret du 7 Mai 1983). Les valeurs de stock  $S_t^{min}$  peuvent être élevées durant la période estivale afin de garantir un niveau du lac élevé durant la période touristique. Un autre exemple serait d'affecter une valeur non nulle à  $R_t^{min}$  afin de garantir un débit minimal au pied des ouvrages. Cette contrainte peut également varier dans l'année, voir d'un jour à l'autre, comme c'est le cas pour les réserves de SP et SC lors des déstockages agricoles.



En plus de ces contraintes contextuelles, les variables de stock  $S$  et de décision  $R$  sont dans tous les cas, bornées par les limites physiques du système :

- $S^{min}$  : le stock d'un réservoir ne peut pas être inférieur à une certaine valeur en dessous de laquelle il y aurait des problèmes d'exploitation (e.g. matières en suspension pouvant endommager les turbines, sauvegarde des espaces naturels). Cette valeur est de fait indépendante du temps.
- $S^{max}$  : la capacité de stockage maximale du réservoir  $S^{max}$ . Si les apports au réservoir durant une période  $t + \Delta t$  dépassent  $S^{max}$ , le volume en surplus est évacué par des organes de sécurité (e.g. déversoirs, évacuateurs de crue). Ce volume excédentaire, dit déversé, est perdu, sans avoir pu être turbiné.
- $R^{max}$  : le volume d'eau lâché en aval d'un réservoir est limité par le dimensionnement des turbines et des évacuateurs de crues.
- L'équation de masse du barrage (équation 4.5) est une contrainte physique qui ne peut dans aucun cas, ne pas être respectée.

Le terme *trajectoire de réserve* définit l'évolution temporelle du stock d'une retenue. Sur une période donnée, la trajectoire de réserve optimale résulte de la séquence de décisions optimales. A une date  $t$  donnée et considérant le niveau de remplissage d'un réservoir  $S_t$  observé, il est facile de calculer la décision optimale dès lors que l'on connaît, pour les pas de temps futurs, la stratégie de gestion optimale. La stratégie de gestion optimale permet donc de résoudre les équations 4.1 ou 4.2.

Prenons l'exemple d'une fonction objectif notée  $f'_{obj}$  qui correspondrait à un revenu économique dépendant du débit turbiné  $R$  et du prix de l'énergie sur le marché noté  $Px$ . Supposons que l'on connaisse la séquence de décisions qui permette d'optimiser l'espérance de la somme des revenus sur la période  $[t_0, t_f]$  dans le cas où le stock initial de la retenue serait égal à  $S_{t_0}$  à  $t = t_0$ . Notons  $E[F_{t_0}(S_{t_0})]$  cette espérance pour cette configuration. Plus généralement, notons  $E[F_t(S)]$  cette espérance si elle obtenue à partir d'une date  $t$  quelconque et d'un niveau de remplissage  $S$  également quelconque. Supposons que les valeurs  $E[F_t(S)]$  soient connues quel que soit le niveau de remplissage  $S \in [S_t^{min}, S_t^{max}]$ , et quel que soit l'instant  $t \in [t_0, t_f]$ . Cet ensemble de valeurs  $E[F]$  définit la stratégie optimale. La décision optimale  $R_{t_1}^{opt}$  à la date  $t_1$  est obtenue *via* l'équation 4.6.

$$Max_{R_{t_1}} \left\{ E \left[ f'_{obj}(R_{t_1}, Px_{t_1}) + F_{t_2}(S_{t_2}) \right] \right\} \quad (4.6)$$

La stock  $S_{t_2}$  résulte de l'équation de conservation de la masse :  $S_{t_2} = S_{t_1} + (Q_{t_1} - R_{t_1}) \times \Delta t$ . A la date  $t_1$ , les apports  $Q_{t_1}$  et le prix de l'énergie sur le marché  $Px_{t_1}$  sont généralement connus. L'équation 4.6 peut alors s'écrire :

$$Max_{R_{t_1}} \left\{ f'_{obj}(R_{t_1}, Px_{t_1}) + E[F_{t_2}(S_{t_2})] \right\} \quad (4.7)$$

Plus le débit turbiné  $R_{t_1}$  à la date  $t_1$  est important, plus les revenus immédiats  $f'_{obj}(R_{t_1}, Px_{t_1})$  sont élevés. Néanmoins, plus  $R_{t_1}$  est élevé, moins le volume en stock à la date  $t_2$ , disponible pour la production énergétique future sera important et par suite, moins l'espérance des revenus futurs  $E[F_{t_2}(S_{t_2})]$  sera élevée. La décision optimale  $R_{t_1}^{opt}$  est donc celle qui maximise la somme des revenus immédiats  $f'_{obj}(R_{t_1}, Px_{t_1})$  et l'espérance des revenus futurs optimisés  $E[F_{t_2}(S_{t_2})]$ .

- La séquence de décisions optimales  $R_t^{opt}$  résulte de la résolution pas à pas de l'équation 4.7 sur toute la période  $[t_0, t_f]$ .
- Associée à l'équation de masse du barrage (équation 4.5), la séquence de décisions optimales détermine la trajectoire de réserve optimale  $S_t^{opt}$ . Cette phase est dite de simulation.
- Ainsi, pour construire une séquence de décisions optimale et donc une trajectoire de réserve optimale il suffit de connaître la stratégie optimale  $E[F]$ . La stratégie optimale est calculée lors d'une phase dite d'optimisation, sur la base d'un ensemble de scénarios de variables d'intérêt de la gestion.
- Entre autres, ces variables d'intérêt de la gestion sont : les apports au réservoir  $Q$ , les valeurs des contraintes  $R_t^{min}, R_t^{max}, S_t^{min}$  et  $S_t^{max}$ , les températures, les précipitations et les descriptions des différents usages de l'eau (e.g. prélèvement, demande en AEP, demande en énergie).

## 4.2. RÉOLUTION DU PROBLÈME D'OPTIMISATION

La méthode utilisée dans cette thèse pour résoudre la phase d'optimisation est la Programmation Dynamique (PD). En plus d'être une méthode adaptative à un contexte climato-économique donné, cette méthode est capable de traiter des problèmes d'optimisation stochastiques et non linéaires (Yeh [1985]). De plus, la PD est la méthode d'optimisation utilisée par EDF pour optimiser en opérationnel la gestion du système réel de SP.

### 4.2.1. Principe d'optimalité de Bellman

La programmation dynamique est une méthode d'optimisation développée par Bellman [1957]. Elle a été largement adaptée durant la deuxième moitié du 20<sup>ème</sup> siècle pour la gestion de systèmes complexes comme celle des réservoirs d'eau. Cette méthode repose sur le principe d'optimalité dit de Bellman. Ce principe est énoncé de la manière suivante :

*"Une politique optimale a la propriété que quel que soit l'état initial et les décisions initiales, les décisions restantes doivent constituer une politique optimale pour l'état résultant des premières décisions"*

### 4.2.2. Algorithme de résolution

Plusieurs versions de l'algorithme de PD permettent de résoudre un problème d'optimisation donné. Yakowitz [1982] propose une revue de ces algorithmes. Cette revue peut être complétée par les travaux de Yeh [1985] et Wurbs [1993].

Les équations de résolution seront décrites considérant la maximisation de la fonction objectif utilisée dans cette thèse (équation 3.4 page 50). Pour mémoire, la fonction objectif  $f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i})$  dépend des décisions  $U_{t_i}$ , du stock d'eau dans le système  $S_{t_i}$  et de l'intérêt à produire de l'énergie  $I_{t_i}$  à la date  $t_i$ <sup>a</sup>. Elle est supposée correspondre à un indicateur de revenus dont l'unité est décrite par U.M (unité monétaire). Les équations de résolutions du problème d'optimisation restent néanmoins valables quelle que soit la fonction objectif.

Comme nous l'avons vu précédemment, une trajectoire de réserve optimale résulte d'une séquence de décisions optimales. Les décisions optimales dépendent des usages et des contraintes qui s'appliquent au système sur une période  $[t_0, t_f]$ . Dans un contexte opérationnel, la décision prise à chaque date  $t$  par le gestionnaire d'un système de gestion est prise dans un contexte d'avenir incertain. Cependant, la première méthode de résolution du problème d'optimisation que nous allons présenter considère au contraire que les décisions sont prises dans un contexte d'avenir certain. Cette optimisation est dite *déterministe*.

#### Optimisation déterministe : (*Deterministic Dynamic Programming, DPP*)

L'optimisation déterministe est la plus simple à mettre en œuvre. Elle permet de calculer *a posteriori* quelles auraient été les décisions optimales à prendre pour un scénario de variables d'intérêt de la gestion donné, c'est à dire pour une configuration d'apports et de sollicitations connue à l'avance sur l'ensemble de la période de simulation. Elle permet de résoudre le problème d'optimisation défini par les équations 4.1 ou 4.2 dans une configuration d'**Avenir Certain**. Dans ce cas, la décision optimale à la date  $t_i$  est la solution de l'équation 4.1 s'écrit :

$$Max_{U_{t_i}} \left\{ \sum_{t_i=t_0}^{t_i=t_f} f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) \right\} \quad (4.8)$$

Nous noterons en particulier la disparition du terme d'espérance  $E[.]$ . En d'autres termes, l'optimisation déterministe permet d'obtenir une séquence de décisions optimales qui maximise à chaque instant  $t_i$ , la somme des valeurs de la fonction objectif sur la période  $[t_i, t_f]$ , et non plus l'espérance de cette somme.

Le calcul de la stratégie  $F$  est réalisé à partir d'un état final  $t_f$  jusqu'à l'instant initial  $t_0$  *via* une relation de récurrence inverse. Le terme "*inverse*" signifie que le temps est compté à rebours lors des itérations successives du calcul. Cette équation de récurrence est appelée équation de Bellman (équation 4.9). Le problème d'optimisation est alors

---

a. Le détail de ces termes est donné section 3.2

réduit à la résolution de cette équation de récurrence sous les contraintes définies par les équations 4.3 à 4.5 :

$$F_{t_i}(S_{t_i}) = \max_{U_{t_i}} \left\{ f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) + F_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}}) \right\} \quad (4.9)$$

avec  $f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i})$  les revenus immédiats du système pour une commande  $U_{t_i}$  à la date  $t_i$ .  $F_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}})$  est l'intégrale des valeurs de la fonction objectif pour la trajectoire optimale sur la période  $[t_{i+1}, t_f]$ , à partir du niveau de remplissage  $S_{t_{i+1}}$  résultant des opérations précédentes.

L'ensemble des variables d'intérêt de la gestion étant connu quelle que soit la date  $t_i$ , il n'y a aucune difficulté à résoudre cette équation. A une date  $t_i$ , la décision optimale est celle qui maximise la somme de i) la valeur de la fonction objectif à cette date et ii) l'intégrale des valeurs de la fonction objectif à partir de  $t_i + 1$  jusqu'à l'horizon de gestion  $t_f$ . La variable  $F$  est généralement référencée sous le terme de "Valeur de Bellman" (VB). Ce terme pourra être utilisé par la suite pour nommer ces valeurs.

Ce type d'optimisation peut entre autres être trouvé dans les travaux proposés par Heidari *et al.* [1971], Georgakakos [1993], Dupeyrat *et al.* [2008], Castelletti *et al.* [2011], et Bensalem *et al.* [2012].

Cependant, comme nous l'avons déjà évoqué, les variables d'intérêt sur la période  $[t_{i+1}, t_f]$  ne sont pas, ou seulement partiellement, connues. Dans ce cas, l'optimisation de la stratégie de gestion est réalisée dans un contexte d'avenir incertain. Elle est dite *stochastique*.

#### **Optimisation stochastique :** (*Stochastic Dynamic Programming, SDP*)

L'utilisation d'une optimisation stochastique permet au moment de choisir la décision à appliquer à une date  $t_i$  donnée, de prendre en compte la nature incertaine des variables d'intérêt futures. Dans ce cas, l'équation de Bellman est résolue dans un contexte dit d'**Avenir Incertain**. Elle prend alors la forme de l'équation 4.10 et est toujours contrainte par les équations 4.3 à 4.5.

$$F_{t_i}(S_{t_i}) = \max_{U_{t_i}} \left\{ f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) + E[F_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}})] \right\} \quad (4.10)$$

Il existe plusieurs moyens de résoudre cette équation. Labadie [2004] a fait une revue de ces différentes méthodes. Toutefois, ces méthodes peuvent être regroupées en deux catégories : i) l'approche implicite et ii) l'approche explicite. La résolution par ces méthodes est décrite ici dans les grandes lignes.

**L'approche implicite :** Une optimisation stochastique implicite consiste à transformer un problème d'optimisation stochastique en un problème d'optimisation déterministe en solutionnant ce dernier plusieurs fois, pour un grand nombre de scénarios. Chacun des scénarios est défini par une série temporelle sur  $[t_0, t_f]$  pour chacune des variables d'intérêt de la gestion. Nous noterons dans ce cas  $I_{t_i, n}$  l'intérêt à produire de l'énergie à la date  $t_i$

pour le scénario  $n$ . Cette optimisation est alors dite stochastique sur scénarios (*Sample Stochastic Dynamic Programming*) et est notée SSDP. Pour un scénario particulier  $n$ , l'équation de récurrence devient :

$$F_{t_i}(S_{t_i}, n) = \max_{U_{t_i}} \left\{ f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}, n) + E_{m \in N_s} [\alpha(m, n) F_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}}, m)] \right\} \quad (4.11)$$

avec  $f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}, n)$  la valeur des revenus immédiats relatifs au scénario  $n$ ,  $F_{t_i}(S_{t_i}, n)$  la VB du scénario  $n$  à la date  $t_i$  au niveau de remplissage  $S_{t_i}$  et  $N_s$  l'ensemble des scénarios envisagés, et  $\alpha(m, n)$  la probabilité de transition du scénario  $n$  vers le scénario  $m$ .

Un choix possible pour les valeurs de  $\alpha$  est de prendre :

$$\begin{cases} \alpha(m, n) = 1 & \text{si } n = m \\ \alpha(m, n) = 0 & \text{si } n \neq m \end{cases} \quad (4.12)$$

Ce choix considère d'une part les  $N_s$  scénarios comme étant équiprobables et d'autre part, ne donne pas la possibilité lors du processus d'optimisation de passer d'un scénario à un autre. Il équivaut à résoudre en avenir certain l'équation 4.9 sur la période  $[t_i, t_f]$  pour chacun des  $N_s$  scénarios. L'espérance des revenus futurs à la date  $t_i$ , est alors considérée égale à la moyenne des revenus maximaux qui seraient obtenus pour chacun des  $N_s$  scénarios (équation 4.13) :

$$E[F_{t_i}(S_{t_i})] = \frac{1}{N_s} \sum_{n=1}^{n=N_s} F_{t_i}(S_{t_i}, n) \quad (4.13)$$

La résolution de la phase d'optimisation, sur la base de scénarios chronologiques sur  $[t_0, t_f]$  *via* l'approche implicite (considérant l'hypothèse équation 4.12), permet de prendre en compte les chronologies vraisemblables pour les débits d'apports et des usages (Faber et Stedinger [2001]). C'est un avantage important sur d'autres approches, en particulier lorsque la structure temporelle des débits d'apports et des usages est marquée (e.g. persistance des débits, saisonnalité des apports et des usages).

Des discussions sur le choix de probabilités de transitions entre scénarios sont proposées par Kelman *et al.* [1990], Faber et Stedinger [2001] ou encore Vicuña *et al.* [2010].

**L'approche explicite** : Les méthodes d'optimisation stochastique explicite consistent à résoudre le problème d'optimisation en considérant sa formulation stochastique. Elles considèrent de fait, les variables d'intérêt de la gestion comme des variables aléatoires (Labadie [2004]). Dans ce cas, les réalisations des variables d'intérêt à chaque date  $t_i$ , sont définies par les distributions statistiques observées de ces variables par le passé (Wolfgang *et al.* [2009]). Le scénario  $n$  à une date donnée, résulte du tirage aléatoire d'une réalisation dans la distribution de chacune des variables d'intérêt. Les cohérences spatiales et temporelles des apports et des usages ne sont pas nécessairement assurées dans ce cas. Ce problème est partiellement résolu pour les débits de rivières par Turgeon [2005] en utilisant

par exemple un générateur stochastique d'apports auto-corrélés sur une durée fixée. Cette approche n'a pas été utilisée dans ce travail de thèse.

## 4.3. MISE EN ŒUVRE DE L'ALGORITHME D'OPTIMISATION

Idéalement, la résolution des équations de Bellman, devrait être effectuée dans un espace continu à deux dimensions, le temps et le niveau de stockage dans la réserve, le résultat étant la détermination des VB  $F$  à chaque instant  $t$  et pour chaque niveau de remplissage du système  $S$ . Pour des raisons pratiques, la résolution est effectuée dans un espace discrétisé. Durant la phase d'optimisation, les VB sont estimées en tout point d'une grille à deux dimensions où le temps et le niveau de stockage dans la réserve sont respectivement discrétisés en  $N_t + 1$  pas de temps  $t=(t_0, t_1, t_2, \dots, t_{N_t})$  et en  $N_e + 1$  niveaux de remplissage fictifs fixés  $S=(S_0, S_1, S_2, \dots, S_{N_e})$  (Figure 4.1). Le pas de temps d'optimisation est choisi journalier.

A chaque pas de temps  $t_i$  et pour le  $k^{\text{ème}}$  niveau de remplissage, l'algorithme d'optimisation teste  $N_u$  commandes de débits turbinés (e.g.  $U_1, U_2$  et  $U_3$ ) et retient la commande qui maximise la somme  $f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) + F_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}})$ . Les VB  $F_{t_i}(S_k)$  ainsi obtenues pour chacun des  $N_e + 1$  niveaux de remplissage, sont mémorisées. Cette optimisation est réitérée pour le pas de temps précédent et ainsi de suite pour couvrir toute la période d'optimisation  $[t_0, t_{N_t}]$ .

Le volume  $S_{t_{i+1}}$ , résultant de la commande  $U_{t_i}$  via l'équation de la conservation de la masse du barrage, ne correspond généralement pas à un des  $N_e + 1$  nœuds de la grille sur lesquels les VB ont été estimées au pas de temps  $t_{i+1}$ . Dans ce cas, la valeur de  $F_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}})$  nécessaire à la résolution des équations de Bellman, n'est pas connue. Cette VB peut cependant être estimée en utilisant une méthode d'interpolation à partir des VB  $F_{t_{i+1}}(S_k)$  des niveaux de remplissage supérieurs et inférieurs. Cela pose à la fois, la question du choix du nombre de nœuds  $N_e + 1$  à utiliser, et la question du choix de la méthode d'interpolation.

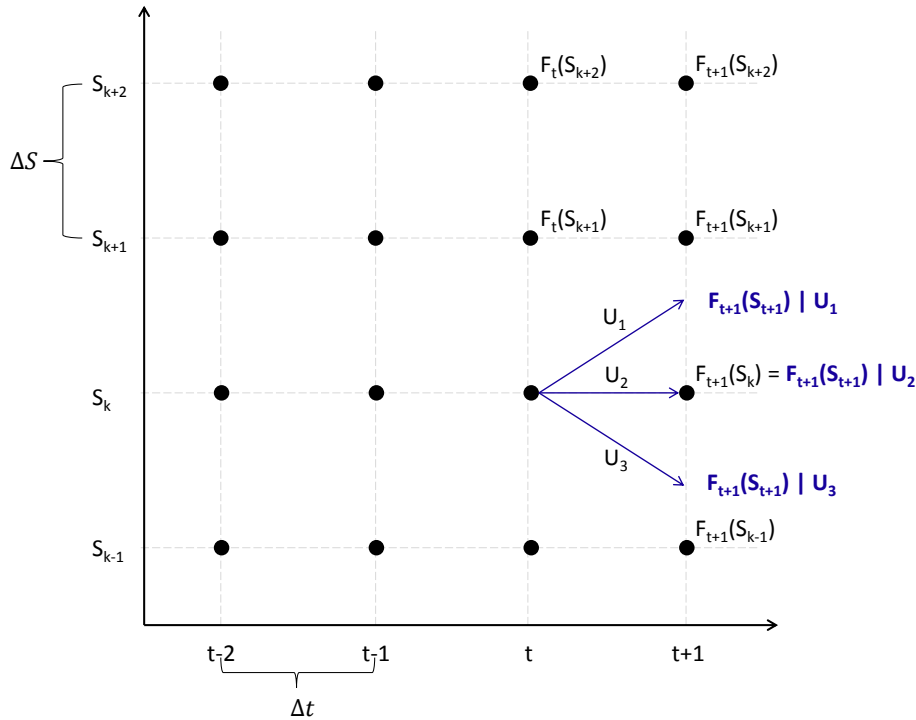


FIGURE 4.1 – Discretisation de la dimension temporelle et spatiale : Le temps est discrétisé en  $N_t + 1$  pas de temps et le stock du réservoir est discrétisé en  $N_e + 1$  niveaux de remplissage. Les Valeurs de Bellman  $F$  sont évaluées à chaque nœud de cette grille lors de l’optimisation à partir d’une des équations de Bellman. En fonction des commandes réalisées (e.g.  $U_1, U_2, U_3$ ) à une date  $t_i$ , le stock à une date  $t_{i+1}$  peut ne pas correspondre à un point de grille. Dans ce cas, la valeur  $F_{t_{i+1}}$  est évaluée *via* une interpolation.

### 4.3.1. Discretisation du réservoir et interpolation des VB

La méthode d’interpolation la plus simple pouvant être utilisée est l’interpolation linéaire. Elle est d’ailleurs utilisée dans de nombreuses études académiques (e.g. Parent *et al.* [1991]; Turgeon [2005]; Tilmant et Kelman [2007]) mais également lors d’études menées par le gestionnaire EDF (Teytaud *et al.* [2004]).

Kirk [2004] avertit contre l’usage d’une mauvaise méthode d’interpolation. Le choix d’une méthode d’interpolation est selon lui, dépendante de la finesse de la discrétisation des états du système, de sa dynamique et de la fonction objectif. Si l’utilisation d’une discrétisation très fine permet sans grande surprise de limiter les erreurs d’interpolation, le coup en temps de calculs peut vite devenir conséquent. Au contraire, l’utilisation d’un découpage trop large d’un réservoir permet de limiter les temps de calculs mais peut d’après Klemeš [1977] engendrer des résultats “*aberrants*”. Ainsi, le choix d’une discrétisation plus ou moins fine d’un réservoir est un problème complexe.

A titre d’exemple, la résolution de l’équation 4.9 (optimisation déterministe) a été réalisée pour deux discrétisations différentes ( $N_e = 50$  et  $N_e = 1000$ ) en utilisant une interpolation li-

néaire (IL) des VB lorsque nécessaire. La fonction objectif utilisée ici, est celle décrite équation 3.3. La configuration  $N_e = 1000$ , correspondant à un niveau de discrétisation élevé du réservoir, est considérée ici comme référence. L'estimation des VB en fonction du remplissage d'une réserve de capacité  $S^{max} = 1030Mm^3$  est illustrée Figure 4.2 à quatre instants différents : le point de départ de l'optimisation  $t_f$  (en haut à gauche), et après 3, 12 et 18 mois d'optimisation (respectivement en haut à droite, en bas à gauche et en bas à droite). Seuls les revenus  $f$  de l'ouvrage sont optimisés<sup>a</sup>. Sur les différents graphiques présentés Figure 4.2, les VB ont subi une normalisation commune entre 0 et 1.

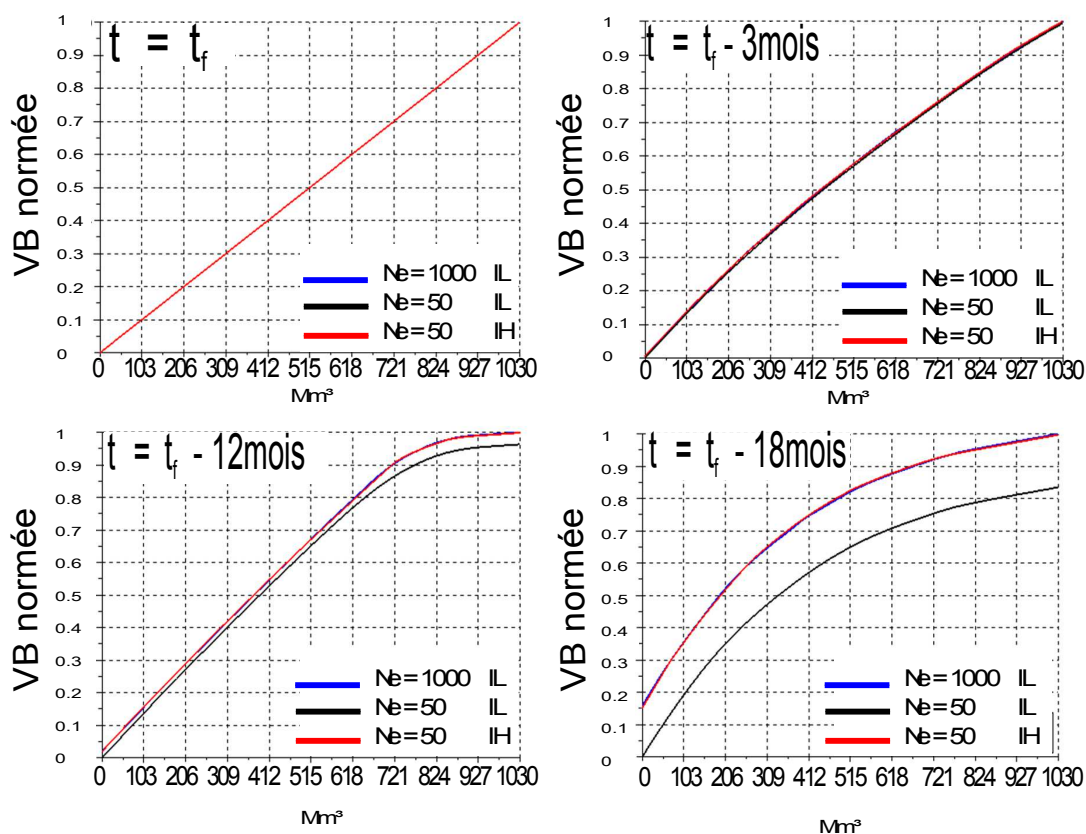


FIGURE 4.2 – Influence de la discrétisation et de la méthode d'interpolation sur l'estimation des valeurs de Bellman. Les VB sont normalisées. IL : Interpolation linéaire IH : Interpolation Hermite. Deux discrétisations  $N_e$  d'une réserve de  $1030Mm^3$  sont présentées :  $N_e = 50$  en rouge et noire,  $N_e = 1000$  en bleu

Les valeurs initiales des VB à  $t_f$  sont présentées sur la figure en haut à gauche. Elles sont supposées égales au volume en stock à chacun des niveaux de remplissage ce qui se traduit par une relation linéaire entre les VB et les niveaux de remplissage. Cette initialisation est arbitraire. Trois mois après le début du processus d'optimisation, aucune différence significative n'est observable entre les VB obtenues avec une discrétisation  $N_e = 50$  niveaux de remplissage (courbe bleue Figure 4.2) et une discrétisation  $N_e = 1000$  niveaux de remplissage (courbe rouge Figure

a. Pour cette expérience, la valeur de la contrainte de débit maximal pouvant être turbiné  $R^{max}$  est arbitraire et indépendante du temps. Les valeurs des contraintes de stock minimal  $S^{min}$  et de débit turbiné minimal  $R^{min}$  sont simplement définies à 0



4.2). La relation entre les VB et le niveaux de remplissage n'est plus linéaire mais convexe ce qui s'explique par la non linéarité des revenus futurs avec le niveau de remplissage de la réserve. Au fur et à mesure que l'optimisation remonte le temps *via* l'équation de récurrence 4.9, un écart se crée (12 mois) et devient très important si l'horizon d'optimisation est grand (18 mois). Dans l'exemple exposé Figure 4.2, une discrétisation trop large du réservoir conduit à une sous-estimation importante des VB, de l'ordre de 15 % au bout de 18 mois.

Foufoula-Georgiou et Kitanidis [1988] proposent dans ce contexte, l'utilisation d'une méthode d'interpolation beaucoup plus efficace que l'interpolation linéaire. Dans ce cas, l'approximation d'une VB entre deux niveaux de remplissage est réalisée via une spline cubique d'*Hermite* (IH). A une date  $t_i$  fixée, l'algorithme de Fritsch-Carlson permet d'assurer la monotonie du polynôme interpolé entre deux états consécutifs (Fritsch et Carlson [1980]). Les détails de calcul des splines cubiques d'*Hermite* sont fournis dans l'article de Foufoula-Georgiou et Kitanidis [1988].

Au contraire d'une interpolation linéaire, généralement utilisée pour ce type de problème d'optimisation, la méthode d'interpolation basée sur des splines permet de prendre en compte la non linéarité des VB entre les différents niveaux de remplissage. Pour un même niveau de précision souhaité *in fine*, l'utilisation de cette méthode d'interpolation permet d'utiliser un nombre d'états de stock  $N_e$  plus faible que dans le cas d'une interpolation linéaire et ainsi d'assurer un temps de calculs plus court. Ainsi Figure 4.2, les VB estimées en utilisant l'interpolation IH et une discrétisation en 50 niveaux de remplissage (courbes rouges) sont très proches (quasiment superposées) de celles obtenues avec IL et 1000 niveaux de remplissages (courbes bleues).

### 4.3.2. Initialisation des VB à l'horizon d'optimisation

La résolution des équations de Bellman sur la période  $[t_0, t_{N_t}]$  nécessite la connaissance à la date  $t_{N_t+1}$  des VB  $F_{t_{N_t+1}}$  pour l'ensemble des niveaux de remplissage. En effet, au premier pas de temps de l'optimisation  $t_{N_t}$ , l'équation de Bellman s'écrit :

$$F_{N_t}(S_{N_t}) = \max_{U_{N_t}} \left\{ f(U_{N_t}, S_{N_t}, I_{N_t}) + F_{N_t+1}(S_{N_t+1}) \right\} \quad (4.14)$$

Section 4.3.1, ces valeurs ont été supposées arbitrairement égales au stock présent dans la réserve aux différents niveaux de remplissage. Une telle initialisation des valeurs de Bellman  $F_{t_{N_t+1}}$  se traduit par l'affectation de 1 *U.M* pour chaque  $m^3$  présent dans la réserve. Il existe plusieurs méthodes permettant d'effectuer une initialisation plus pertinente.

Vicuña *et al.* [2011] proposent par exemple d'initialiser les VB un mois après l'horizon de gestion fixé à 0 (c'est à dire d'initialiser les VB à la date  $t_{N_t} + 1$  mois). L'optimisation à rebours sur la période  $[t_{N_t+1}, t_{N_t+1} + 1\text{mois}]$  permet d'obtenir des VB à  $t_{N_t+1}$  moins influencées par des conditions initiales arbitraires. Une autre méthode est proposée par Wolfgang *et al.* [2009]. L'idée est de répéter autant de fois que nécessaire la dernière année à optimiser en utilisant comme conditions initiales à  $t_{N_t+1}$  pour la  $n^{\text{ème}}$  optimisation, les VB obtenues en  $t_0$  lors de la  $n - 1^{\text{ème}}$  optimisation, jusqu'à convergence des valeurs d'usages de l'eau estimées à la date  $t_{N_t+1}$  (les valeurs d'usages de l'eau sont définies section 4.3.4). Cette configuration considère la dernière

année comme étant un horizon infini stationnaire.

Les procédures d'initialisation des VB à la date  $t_{N_{t+1}}$  diffèrent légèrement pour les trois algorithmes d'optimisation utilisés dans cette thèse. Elles seront de fait présentées pour chacune d'entre elles section 4.4.

### 4.3.3. Respect des contraintes

Une défaillance du système correspond à une violation d'au moins une des deux contraintes de gestion. Dans le cas du système modélisé de SP, cette situation se traduit par une non fourniture du débit de dotation ou à un non respect de la courbe guide de remplissage. La fourniture du débit de dotation est prioritaire devant l'objectif de cote touristique et la production énergétique (chapitre 2). Par construction, la non satisfaction du débit de dotation à une date  $t_i$  ne peut arriver que si les apports au réservoir et le stock présent dans la réserve à cette même date, ne suffisent pas à satisfaire cette demande. La phase d'optimisation de la gestion permet dans la mesure du possible, d'éviter ces situations.

Dans le chapitre 3, la construction d'une courbe guide de remplissage permettant à la fois d'assurer le débit de dotation durant la période estivale de l'objectif de cote 9 années sur 10 en moyenne a été présentée. Cette courbe guide de remplissage définit la valeur de  $S_t^{min}$  sur toute la période.

Par définition, seuls les niveaux de remplissage supérieurs à  $S_t^{min}$  sont candidats à une optimisation de la production énergétique. Par suite, les VB des niveaux de remplissage inférieurs à  $S_t^{min}$  ne sont pas évaluées lors du processus d'optimisation. Elles sont fixées à 0 (Figure 4.3).

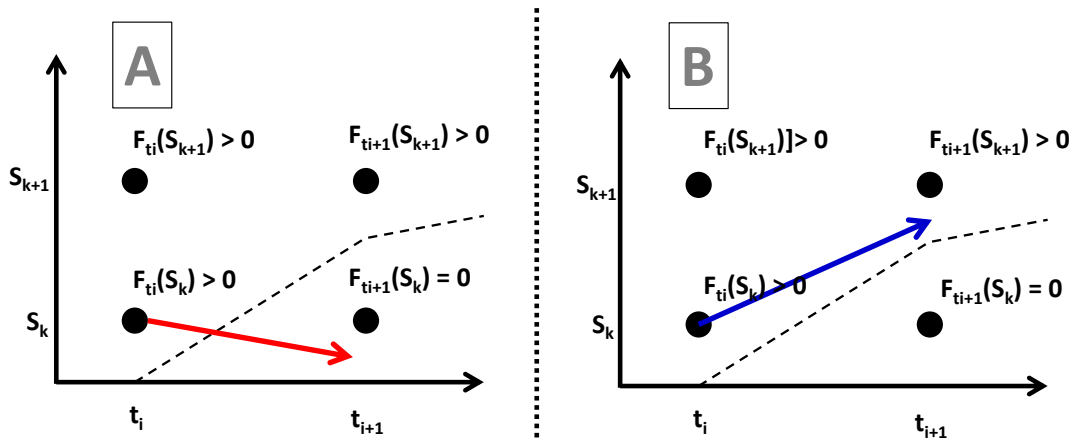


FIGURE 4.3 – Schéma de principe de la gestion de la remontée de cote de la retenue. Chaque point noir est un point de la grille sur lequel une VB est estimée. La courbe guide de remplissage  $S_t^{min}$  entre les pas de temps  $t_i$  et  $t_{i+1}$  est représentée en pointillée. Toutes les VB sont positives exceptée celle du point de grille de coordonnées  $[t_{i+1}, S_k]$ , ce dernier étant inférieur à la courbe guide de remplissage. Les commandes amenant à ne pas respecter la contrainte  $S_t^{min}$  sont interdites (Configuration A). Seules les commandes respectant les contraintes sont autorisées (Configuration B)

Sur la Figure 4.3, considérons un niveau de remplissage quelconque  $S_k$ , supérieur à la courbe de remplissage  $S_{t_i}^{min}$  à une date  $t_i$ . Le stock d'eau compris entre ce niveau de remplissage et la courbe de remplissage (i.e. le volume  $S_k - S_{t_i}^{min}$ ) sera *a priori* valorisé sur la période  $[t_i, t_{N_t}]$  par une production énergétique. En conséquence, la VB  $F_{t_i}(S_k)$  associée à ce niveau de remplissage est forcément positive (Figure 4.3). Au pas de temps  $t_{i+1}$  le niveau de remplissage  $S_k$  est situé en dessous de la courbe guide de remplissage, la VB à cet état  $F_{t_{i+1}}(S_k)$  est donc nulle par construction ce qui n'est pas le cas du niveau  $S_{k+1}$  (Figure 4.3).

La définition de la courbe guide étant probabiliste, il existe des situations où aucune des commandes possibles ne permettent de respecter les contraintes. Dans ce cas, la gestion de la retenue n'est plus conditionnée par les VB. La seule commande acceptée est alors de fournir si possible la totalité du débit de dotation (contrainte  $R_t^{min}$ ) et de stocker le volume excédent jusqu'à ce que la contrainte  $S_t^{min}$  soit à nouveau satisfaite. Ce pilotage de la gestion par les VB au dessus de la courbe guide de remplissage est une pratique utilisée par EDF.

#### 4.3.4. Valeurs marginales de l'eau

La dérivée des VB à un niveau de remplissage  $S_k$ , définit le revenu futur lié à l'utilisation d'1  $m^3$  à ce niveau (équation 4.15). A une date  $t_i$  et un niveau de remplissage  $S_k$  donné, ce revenu futur correspond à la valeur marginale de l'eau stockée (Hveding [1968]).

$$SWV_{t_i}(S) = \frac{\partial F_{t_i}(S)}{\partial S} \quad (4.15)$$

Comme indiquée par l'équation 4.15, la valeur marginale de l'eau est dépendante du temps et du niveau de remplissage. Cette valeur sera référencée dans la suite du document sous l'appellation SWV (*Storage Water Value*). La dimension de SWV est exprimée en unité monétaire par mètre cube d'eau ( $UM.m^{-3}$ ). En tout point de la grille  $[t_i, S_k]$ , SWV décrit de façon équivalente à la grille des VB, la stratégie optimale à employer compte tenu des apports au réservoir et usages futurs (Wolfgang *et al.* [2009]). L'analyse des SWV dans une configuration simplifiée a donné lieu durant cette thèse, à la rédaction d'un article en cours de soumission au journal *Water Resource Research* (François *et al.* [2013]). Cet article est disponible en annexe A.1 du document de thèse. Il sera par ailleurs présenté au chapitre 5.

#### 4.3.5. Simulation de la gestion

Le résultat de la phase d'optimisation de la gestion est une grille de Valeurs de Bellman VB). Cette grille définit la stratégie de gestion et peut être utilisée pour calculer la séquence de décisions optimales durant la phase dite de simulation. Durant cette phase de simulation, l'équation 4.16 (ou l'équation 4.17 si les VB ont été calculées à partir d'une optimisation stochastique) est résolue pas de temps par pas de temps, de la première date de simulation  $t_0$  jusqu'à la dernière  $t_{N_t}$ .

$$Max_{U_{t_i}} \left\{ f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) + F_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}}) \right\} \quad (4.16)$$

$$\underset{U_{t_i}}{\text{Max}} \left\{ f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) + E[F_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}})] \right\} \quad (4.17)$$

La séquence de décisions optimale ne dépend que :

- de la stratégie de gestion optimale  $E[F]$  (avenir incertain) ou  $F$  (avenir certain).
- du niveau de remplissage initial  $S_{t_0}$  dans le réservoir.
- des apports et de sollicitations réels à la retenue.

Associée à l'équation de masse du barrage (équation 4.5) la séquence de décisions optimale permet de calculer la trajectoire de réserve optimale.

Une configuration pour laquelle le stock  $S_{t_{i+1}}$ , calculé à partir de l'équation 4.5, dépasse la capacité maximale du barrage ( $S^{max}$ ) peut se produire. Dans ce cas, l'algorithme calcule la quantité d'eau déversée  $V_{De}$  (équation 4.18) et affecte la valeur de  $S^{max}$  à  $S_{t_{i+1}}$ .

$$V_{Dev_{t_i}} = S_{t_{i+1}} - S^{max} \quad \text{si } S_{t_{i+1}} > S^{max} \quad (4.18)$$

Nous avons également évoqué la possibilité de calculer une grille des valeurs marginales de l'eau stockée  $SWV_{t_i}(S_k)$ . Tout comme les VB, les valeurs marginales de l'eau stockée peuvent être utilisées pour calculer la séquence de décisions optimale (équations 4.19 et 4.20). La séquence de décisions optimale et la trajectoire optimale sont obtenues en résolvant ces équations sont les mêmes que celles obtenues à partir des équations 4.16 et 4.17.

$$\underset{U_{t_i}}{\text{Max}} \left\{ f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) + SWV_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}}) \times \Delta V_{t_i} \right\} \quad (4.19)$$

$$\underset{U_{t_i}}{\text{Max}} \left\{ f(U_{t_i}, S_{t_i}, I_{t_i}) + E[SWV_{t_{i+1}}(S_{t_{i+1}})] \times \Delta V_{t_i} \right\} \quad (4.20)$$

Avec  $\Delta V_{t_i}$  la variation du stock de la réserve après application de la commande  $U_{t_i}$  et entrée des apports  $Q_{t_i}$  au pas de temps  $t_i$ . L'utilisation de la grille des valeurs marginales de l'eau SWV est référencée dans la littérature comme la "*Water Value method*" (Hveding [1968]).

## 4.4. PRÉVISIBILITÉ DES ALÉAS ET MODÈLES DE GESTION

Comme nous l'avons déjà évoqué à plusieurs reprises, trois versions d'un modèle de gestion du système de SP ont été développées durant cette thèse. Ces modèles ont pour vocation de simuler la gestion du système de SP au pas de temps journalier sur plusieurs décennies consécutives. Pour ces trois modèles, les décisions au jour le jour  $U_t$  sont optimisées à partir d'un algorithme de programmation dynamique. Ces trois versions diffèrent essentiellement du point de vue du degré de prévisibilité des variables d'intérêt futures adoptées lors de la phase d'optimisation. La phase de simulation est commune aux trois modèles.

Les degrés de prévisibilité de l'aléa des variables d'intérêt, considérés lors de la phase d'optimisation par chacun des modèles de gestion, sont les suivants :

- **Avenir Certain** : Ce degré de prévisibilité est utopique. Il correspondrait à un gestionnaire qui aurait une connaissance parfaite de l'évolution future des variables d'intérêt de la gestion. Le modèle utilisant une telle prévisibilité des variables d'intérêt portera l'appellation **AC**.
- **Avenir Incertain Climatologique** : Ce degré de prévisibilité correspondrait à un gestionnaire qui aurait qu'une seule connaissance climatologique de l'aléa des variables d'intérêt. Le modèle utilisant ce degré de prévisibilité portera l'appellation **AIC**.
- **Avenir Certain Prévu** : Ce degré de prévisibilité correspondrait à un gestionnaire qui dispose d'un service de prévision saisonnière d'apports. Le modèle utilisant ce degré de prévisibilité portera l'appellation **AIP**.

Ces trois approches correspondent à trois manières différentes de construire la stratégie de gestion sur un horizon de gestion fixé. Elles sont respectivement détaillées sections 4.4.1, 4.4.2 et 4.4.3. Pour ces trois modèles, les contraintes de stock minimal  $S_t^{min}$  et débit turbiné minimal  $R_t^{min}$  ont été présentées chapitre 3. La contrainte de stock maximal  $S^{max}$  est constante et est égale à la réserve utile de la retenue de SP ( $S^{max}=1030 \text{ Mm}^3$ ). La contrainte de débit turbiné maximal  $R^{max}$  est également choisie constante ( $R^{max}=220 \text{ m}^3/\text{s}$ )<sup>a</sup>.

Pour illustration, les stratégies calculées (i.e les grilles des VB) seront présentées sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 1996 au 30 juin 2003. Cette période réduite a été choisie afin d'utiliser les variables d'intérêt observées ou reconstituées disponibles et non les données simulées par les modèles décrits chapitre 3<sup>b</sup>. Les trajectoires optimales obtenues sur cette période par chacun des modèles seront présentées section 4.5.

Les séries d'apports au réservoir du système modélisé de SP (noir) ainsi que le débit de dotation à fournir en aval du système (bleu) sont exposées pour illustration Figure 4.4.

---

a. La capacité de turbinage de la retenue de Serre-Ponçon est en réalité supérieure ( $=376 \text{ m}^3/\text{s}$ ). Cependant à l'échelle journalière, les débits turbinés sont limités par le débit maximal pouvant être turbiné par la retenue de Espinasse ( $220 \text{ m}^3/\text{s}$ ), juste en entrée du canal usinier EDF (Figure 2.3 page 32).

b. La construction des stratégies des modèles AIC et AIP requiert toutefois des données précédant cette période permettant d'établir la "climatologie". Dans ce cas, les données de consommations électriques nécessaires à l'estimation de l'intérêt à produire de l'énergie ne sont pas disponibles. Ces données seront alors estimées *via* le modèle de consommation électrique développé (section 3.2). Il en est de même pour les données de débit de dotation

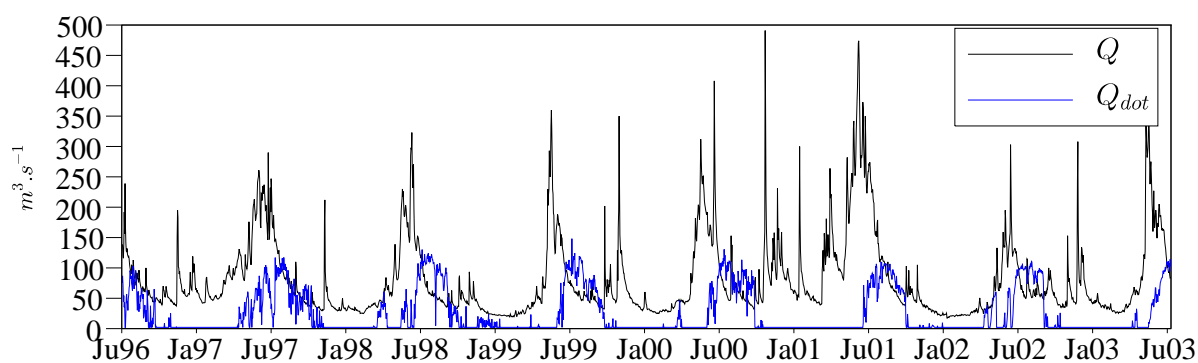


FIGURE 4.4 – Évolution temporelle des apports au réservoir de SP (noir) et du débit de dotation (bleu) sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 1996 au 30 juin 2003.

#### 4.4.1. Modèle AC : Avenir Certain

Cette configuration correspond à une connaissance parfaite de l'évolution future des variables d'intérêt de la gestion. L'optimisation réalisée est déterministe. La stratégie est construite sur la totalité de l'horizon de gestion.

La phase de simulation pour ce modèle de gestion produit une trajectoire de réserve optimale, reflétant l'équilibre ou le déséquilibre entre la ressource en eau (les apports à la retenue) et la demande (débit de dotation, objectif touristique, production énergétique) en faisant abstraction de l'incertitude des apports et des sollicitations futures.

Étant donné l'utilisation d'une connaissance parfaite de l'avenir durant le calcul de la grille de Bellman, le choix d'une courbe guide probabiliste 90% n'est pas pertinent ici. Au contraire, l'avantage d'utiliser une optimisation en avenir certain sur toute la période de simulation réside justement dans la possibilité d'accéder à la trajectoire de réserve qui optimise parfaitement la fonction objectif tout en respectant les contraintes du système. Cette trajectoire devrait par exemple présenter des déstockages importants durant les années humides et des déstockages très limités durant les années très sèches. Un tel résultat ne peut pas être obtenu si une unique courbe guide de remplissage, reconduite chaque année, est utilisée. C'est pourquoi, la courbe guide de remplissage adoptée est dite *parfaite* durant les étapes d'optimisation et de simulation. Une année donnée, elle dépend des conditions d'apports et du débit de dotation à fournir. Toutes les années au 1<sup>er</sup> juillet, la satisfaction de la cote touristique est attendue. Cela revient à utiliser, en fonction de l'année, une des différentes courbes de remplissage présentées sur la Figure 3.15 (celle correspondant à l'année en question plutôt que la courbe guide 90 %).

La stratégie (i.e. la grille des VB) correspondant à cette configuration est exposée Figure 4.5. Pour une date donnée et à chaque niveau de remplissage, la VB du niveau de remplissage le plus bas (respectivement le plus haut) est minimale (respectivement maximale).

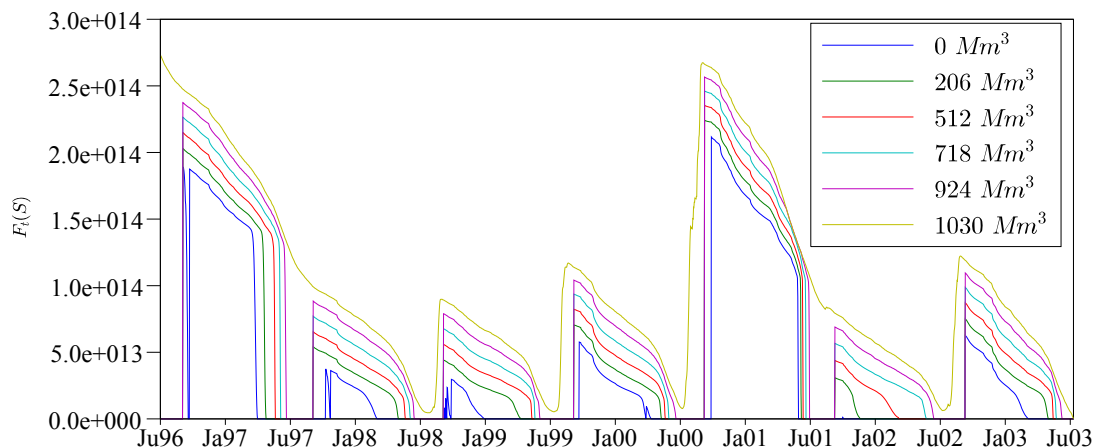


FIGURE 4.5 – Stratégie du modèle AC. Évolution temporelle des VB  $F_t(S)$  du 1<sup>er</sup> juillet 1996 au 30 juin 2003. Chaque courbe de couleur représente l'évolution temporelle de la VB à un niveau de remplissage donné. La grille  $F_{t_i}(S_k)$  comporte 51 niveaux de remplissage, cependant pour faciliter la lecture du graphique, seules les VB de 6 niveaux de remplissage sont représentées ici. Le niveau de remplissage  $0 \text{ Mm}^3$  correspond à une réserve vide et le niveau  $1030 \text{ Mm}^3$  à une réserve pleine.

La lecture de la grille des VB  $F_t(S_k)$  renseigne sur la satisfaction des contraintes à un niveau de remplissage donné. Par exemple :

- A un certain niveau de remplissage, une VB nulle implique que le volume en stock ne permet pas, ou ne permettra pas, de satisfaire les contraintes de gestion. A un tel niveau de remplissage, les décisions qui viseraient à déstocker pour un objectif autre que la satisfaction des contraintes sont interdites.
- Une année donnée, avant la date du 1<sup>er</sup> juillet, si la VB d'un niveau de remplissage est nulle, cela implique que ce niveau de remplissage se situe en dessous de la courbe guide de remplissage (voir section 4.3.3). Dans ce cas, l'optimisation de la production d'énergie n'est pas réalisée à ce niveau de remplissage.
- Durant la période touristique (1<sup>er</sup> juillet  $\rightarrow$  1<sup>er</sup> septembre), l'augmentation certaines années (e.g. 1998, 1999, 2000 et 2002), des VB  $F_t(S)$  des niveaux de remplissage supérieurs à l'objectif de cote ( $972.9 \text{ Mm}^3$ ), traduit une difficulté à garantir la cote durant la saison.

L'initialisation des valeurs  $F_{t_{N_t+1}}(S)$  est réalisée en répétant l'optimisation de la dernière année.

#### 4.4.2. Modèle AIC : Avenir Incertain Climatologique

Dans cette configuration, l'avenir n'est pas connu, si ce n'est par la climatologie de l'aléa des variables d'intérêt (l'aléa des variables d'intérêt utilisé dans cette section couvre la période 1960 à 1996). La stratégie de gestion AIC est construite à partir de cet aléa. La stratégie ne couvre pas toute la période simulée comme cela peut être le cas pour le modèle AC. Elle est au contraire définie sur une année calendaire (i.e. de durée 366 jours). Une fois établie, la stratégie de gestion est reconduite d'une année à l'autre durant la phase de simulation sans être modifiée

(Figure 4.6). L'utilisation d'une telle stratégie n'a *a priori* de sens que si les variables d'intérêt présentent une saisonnalité marquée.

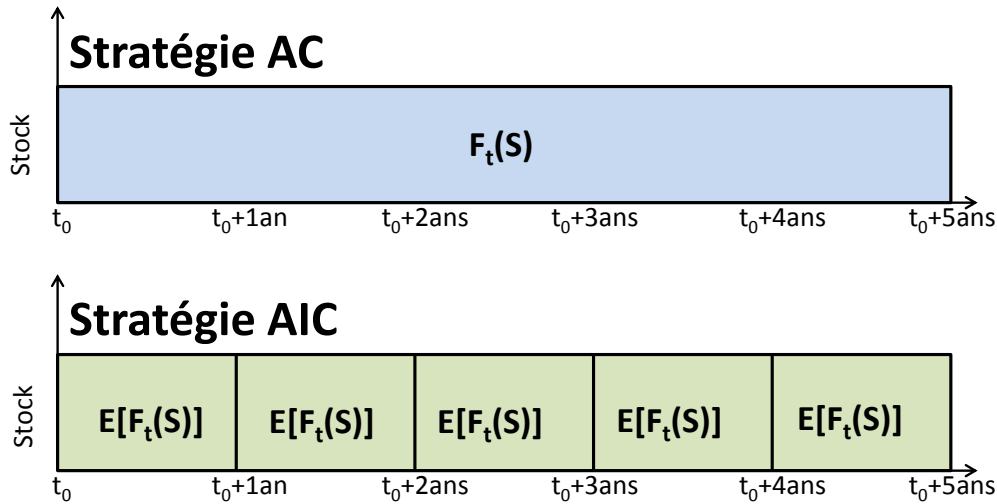


FIGURE 4.6 – Comparaison des stratégies AC et AIC sur un horizon de gestion de 5 années. Stratégie AC : La stratégie couvre toute la durée d'optimisation / simulation. Elle a été établie dans un contexte d'*Avenir Certain*. Stratégie AIC : La stratégie est établie sur une année complète et est reconduite tous les ans. Cette stratégie est donc établie dans un contexte d'*Avenir Incertain Climatologique*.

La stratégie de gestion AIC est construite de la façon suivante : pour chacune des  $N_s$  années de l'historique, une grille de VB  $F_t(S_k, n)$  est construite avec une optimisation déterministe (avec  $n$  une des  $N_s$  années de l'aléa). Chacune de ces grilles est construite du 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $n$  au 30 juin de l'année  $n + 1$  (i.e.  $t_0 = 1^{\text{er}}$  juillet et  $t_{365} = 30$  juin). La courbe guide de remplissage utilisée lors du calcul de chacune de ces grilles est la courbe de remplissage 90 % dont la définition a été présentée section 3.4.

Les valeurs initiales  $F_{365+1}(S_k, n)$ , nécessaires à la résolution de l'équation 4.9, résultent de l'optimisation de la période couvrant le 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $n + 1$  eu 30 juin de l'année  $n + 2$ . Cela équivaut à construire un ensemble de stratégie ayant comme horizon de gestion deux années, c'est à dire à calculer  $N_s$  grilles de VB d'une durée de deux années. L'initialisation des VB  $F_{365+1}(S_k, n)$  *via* cette procédure permet i) de limiter la dépendance aux conditions limites retenues à la date  $t_{365+1}$ , et ii) d'intégrer des séquences d'années sèches et / ou humides (et inversement) observée dans l'aléa connu. Sur la Figure 4.7, chaque ensemble de courbes d'une même couleur correspond à une des grilles  $F_{t_i}(S_k, n)$  ainsi calculées sur une séquence de deux années consécutives.

La stratégie AIC utilisée lors de la phase de simulation est la moyenne, sur la première année seulement des séquences de deux années considérées, des grilles  $F_{t_i}(S_k, n)$  calculées pour l'ensemble des séquences de deux ans disponibles dans l'historique (équation 4.13). En conclusion, la stratégie AIC résulte d'une optimisation stochastique implicite dont les probabilités de



transitions entre scénarios correspondent aux équations 4.12. Les VB issues de cette grille sont nommées par la suite : *Valeurs de Bellman Climatologiques*.

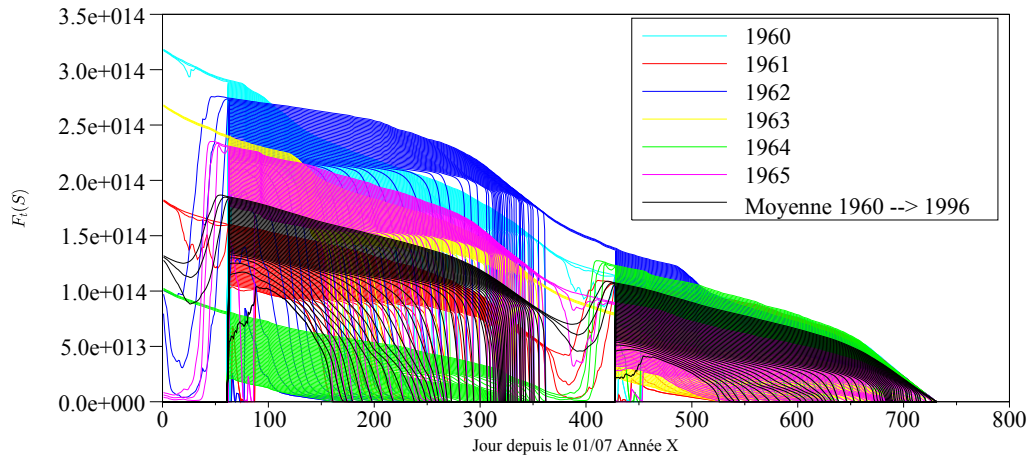


FIGURE 4.7 – Construction de la grille des VB climatologiques. Les courbes en couleur représentent les stratégies de 6 périodes de 2 années 1960/1961 à 1965/1966. La grille des VB climatologiques  $E[F_t(S_k)]$  est représentée par les courbes noires. Elle est la moyenne des 36 grilles  $F_t(S_k, n)$  pour les 36 périodes de 2 ans allant de 1960/1961 à 1995/1996. Chaque grille comporte 51 courbes correspondant aux 51 niveaux de remplissage. Pour une séquence de deux années données, la courbe inférieure correspond à l'évolution des VB du niveau de remplissage minimal de la retenue.

Dans le bas de la réserve, l'augmentation importante des VB climatologiques avec le niveau de remplissage traduit une valeur SWV élevée (i.e. une valeur en U.M d'1  $m^3$  élevée). Cela devait engendrer une quasi in-exploration de ces niveaux par la trajectoire de la réserve simulée par ce modèle (Figure 4.14).

Pour illustration, la stratégie AIC est représentée sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 1996 au 30 juin 2003 sur la Figure 4.8.

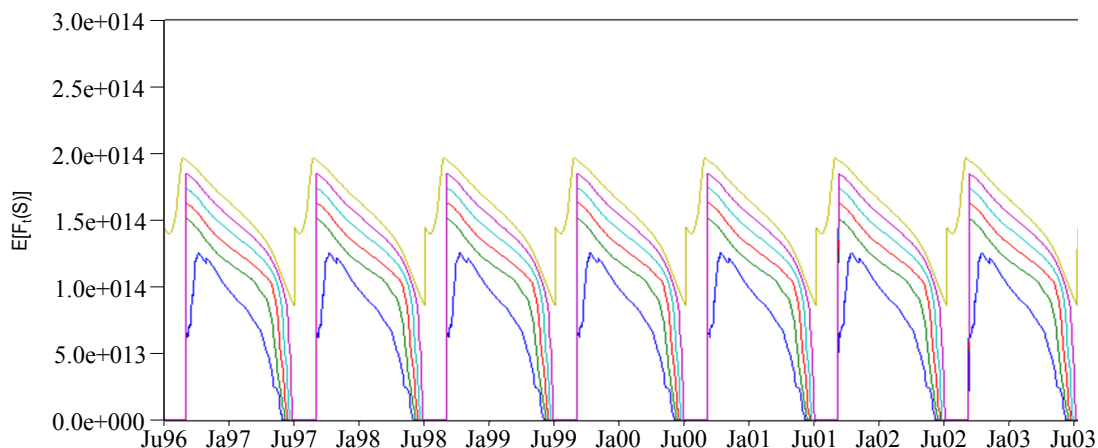


FIGURE 4.8 – Stratégie du modèle AIC. Évolution temporelle de la grille  $E[F_t(S_k, n)]$  du 1<sup>er</sup> juillet 1996 au 30 juin 2003. Les courbes bleue, verte, rouge, turquoise, violette et or représentent respectivement les niveaux de remplissage  $0\text{Mm}^3$ ,  $206\text{Mm}^3$ ,  $512\text{Mm}^3$ ,  $718\text{Mm}^3$ ,  $924\text{Mm}^3$  et  $1030\text{Mm}^3$ . Le niveau de remplissage  $0\text{Mm}^3$  correspond à une réserve vide et le niveau  $1030\text{Mm}^3$  à une réserve pleine.

#### 4.4.3. Modèle AIP : Avenir Incertain Prévu

De manière similaire au modèle AIC, la simulation de la gestion réalisée par le modèle AIP est effectuée dans un contexte d'avenir incertain. Néanmoins, un mécanisme automatique de prévision des apports (avec une mise à jour régulière de ces prévisions) est introduit au sein de la phase d'optimisation. Ce type de méthode a déjà été utilisé lors d'études académiques, par certains auteurs comme par exemple Faber et Stedinger [2001]. Les prévisions exploitent les observations disponibles sur l'état du bassin versant au moment de la prise de décision. De fait, ce modèle de gestion est capable de s'adapter aux conditions météorologiques / hydrologiques récentes et de valoriser la connaissance que l'on peut avoir sur l'état du système à chaque instant. Pour optimiser sa gestion de SP au jour le jour, EDF dispose et utilise en pratique :

- l'ensemble des observations effectuées au sol jusqu'au jour de gestion. Ces observations sont obtenues à partir d'un réseau de mesures au sol (e.g. pluviomètres, thermomètres, perches à neige, stations hydrométriques). Elles sont télétransmises en temps réel (Tourasse [1991]).
- les images Radar et satellitaires sur la situation atmosphérique en cours.
- des prévisions météorologiques obtenues par différents modèles météorologiques.

Les mesures au sol et observations atmosphériques sont utilisées dans un modèle hydrologique pour simuler l'évolution du comportement du bassin versant sur les semaines et mois passés. Cela permet d'estimer l'état des stocks d'eau naturels sur la totalité du bassin versant et ensuite, à partir des différentes réalisations météorologiques simulées par les modèles de prévisions, de modéliser plusieurs scénarios probables d'apports à la retenue (Figure 4.9).

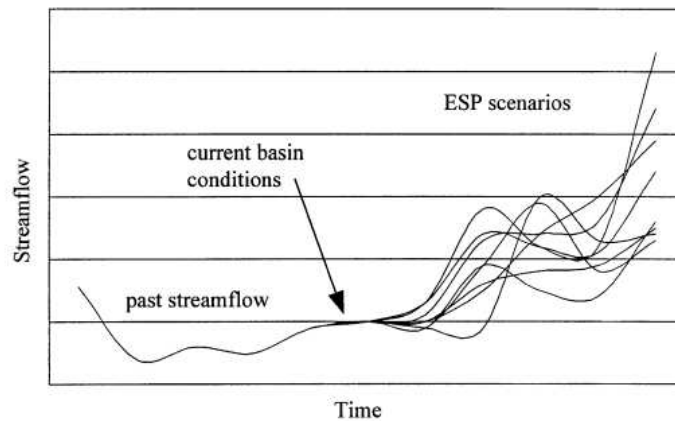


FIGURE 4.9 – Principe des prévisions d'apports. A partir de l'état des stocks naturels sur le bassin versant (entre autres le stock de neige, de glace, l'humidité des sols), et des scénarios de précipitations / températures des scénarios pertinents d'apports sont réalisés. Adapté de Faber et Stedinger [2001]

A partir de ces observations et des sorties de modèles de prévisions météorologiques, des prévisions des différentes demandes sont également réalisées. Par exemple, des prévisions de consommations électriques sont fournies par la RTE, ou obtenues par le biais de prévisions d'ensemble de températures réalisées par le CEPMMT (Centre Européen pour les Prévisions Météorologiques à Moyen Terme) (Houdant [2004]).

Le modèle AIP utilisé dans cette thèse, est construit de manière à représenter de façon simplifiée, avec les contraintes imposées par l'application de celui-ci dans un contexte de changement climatique, ce contexte de gestion. Pour ce faire, une méthodologie permettant de construire des prévisions d'apports à la retenue à partir des données déjà observées jusqu'à la date  $t_i$  où doit être réalisée la décision de gestion pour le pas de temps à venir, est développée ci-dessous :

- L'état des stocks d'eau naturels sur le bassin en amont de la retenue de SP est estimé par simulation hydrologique *via* le modèle Cequeau, sur la base des sollicitations météorologiques précédant la date de gestion  $t_i$ .
- Il n'est pas possible d'intégrer des prévisions météorologiques qui permettraient ensuite de réaliser, à partir de l'état initial des stocks d'eau sur le bassin, des prévisions d'apports. En revanche, à la date  $t_i$ , les apports à la retenue sur les semaines à venir seront fortement influencés par l'état courant du bassin versant, en particulier par le stock de neige (ce stockage saisonnier, plus ou moins important, résulte des sollicitations météorologiques précédant la date  $t_i$ ) Les scénarios de forçages météorologiques appliqués en entrée du modèle hydrologique à la date  $t_i$ , seront ceux issus de l'historique à disposition à cette date.
- Pour chacune de ces réalisations météorologiques, des scénarios d'apports, de consommations électriques et de débits de dotation peuvent être construits à partir des modèles présentés au chapitre 3.

Par exemple sur la Figure 4.10, trois ensembles de prévisions hydrologiques sont proposés durant l'année 1997 puis durant l'année 1998. Les prévisions hydrologiques initialisées le 1<sup>er</sup> mars sont présentées en noir, le 1<sup>er</sup> mai en bleu et le 1<sup>er</sup> juin en vert. La série d'apports obtenue en utilisant les chroniques de températures et de précipitations observées est exposée en rouge et sert de référence. L'état des stocks naturels au premier jour de ces scénarios est obtenu par simulation hydrologique avec le modèle Cequeau en utilisant les forçages météorologiques observés jusqu'à ce jour (1<sup>er</sup> mars 1997 (respectivement 1998) pour l'exemple 1 (courbes noires Figure 4.10) ; 1<sup>er</sup> mai 1997 (respectivement 1998) pour l'exemple 2 (courbes bleues Figure 4.10) et 1<sup>er</sup> juin pour l'exemple 3 (courbes vertes Figure 4.10)). Chaque scénario futur d'apports est obtenu par simulation Cequeau à partir de ces états initiaux, en utilisant comme scénario de forçages météorologiques futurs une année de températures et de précipitations observées par le passé (par exemple de 1960 à 1995).

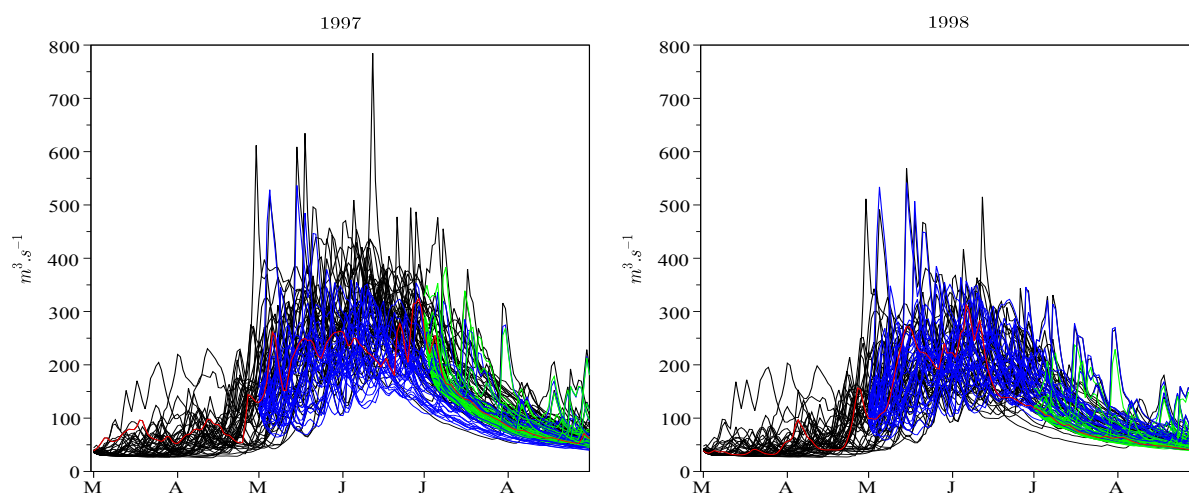


FIGURE 4.10 – Génération de scénarios hydrologiques jusqu'au 1<sup>er</sup> septembre 1997 (respectivement 1998). Les forçages météorologiques utilisés pour produire ces scénarios sont issus des 36 années la période 1960-1995. Au total 36 scénarios d'apports sont ainsi construits. Courbes noires : Initialisation des stocks naturels le 1<sup>er</sup> mars. Courbes bleues : Initialisation des stocks naturels le 1<sup>er</sup> mai. Courbes vertes : Initialisation des stocks naturels le 1<sup>er</sup> juillet. Courbe rouge : Simulation réalisée avec les forçages météorologiques observés durant les années 1997 (gauche) et 1998 (droite).

L'adéquation des scénarios d'apports avec les apports qui auront réellement été observés *a posteriori*, dépend de la date d'initialisation de l'état des stocks naturels au sein du modèle hydrologique. Elle est d'autant plus forte que le stock naturel (neige et glace) sur le bassin versant est important au moment de la prévision :

- En effet, à certaines périodes de l'année, les débits futurs sont fortement dépendants des stocks naturels sur le bassin versant. C'est le cas durant le printemps et l'été où les apports à venir sont immédiatement influencés par l'état courant des réservoirs naturels (neige essentiellement). L'amélioration de l'estimation des apports à venir varie selon le délai d'anticipation (plus on regarde loin, moins l'état initial sera influent). Ainsi, une mise

à jour de l'état des stocks naturels à la date du 1<sup>er</sup> juin (courbes vertes Figure 4.10) permet de resserrer la fenêtre des apports à venir possibles autour de la référence sur ce mois (courbe rouge Figure 4.10) ce qui n'était pas le cas avec une initialisation des stocks réalisée plus tôt dans l'année, par exemple le 1<sup>er</sup> mai ou le 1<sup>er</sup> mars (respectivement courbes bleues et noires Figure 4.10).

- Au contraire, durant les mois d'automne, l'état du bassin versant, dont l'essentiel des stocks de neige ont disparus, a peu d'influence sur les apports à venir, ces apports étant davantage soumis aux précipitations. Une mise à jour de l'état des stocks à cette période ne devrait pas améliorer significativement la prévision d'apports.

Pour une date d'initialisation de l'état du bassin fixée, l'optimisation de la gestion est réalisée pour chacun des scénarios produits. De la même façon que pour le modèle AIC, un grille  $E[F_t(S_k)]$  est calculée à partir des grilles  $F_t(S_k, n)$  obtenues pour chacun des  $N_s$  scénarios d'apports. Cette opération est réalisée à chaque nouvelle prévision (Figure 4.11a). Finalement, la stratégie AIP  $E[F_t(S_k)]$ , qui sera utilisée durant la phase de simulation de la gestion, est composée par morceaux des stratégies construites respectivement et successivement à chaque nouvelle mise à jour des prévisions hydrologiques (Figure 4.11b).

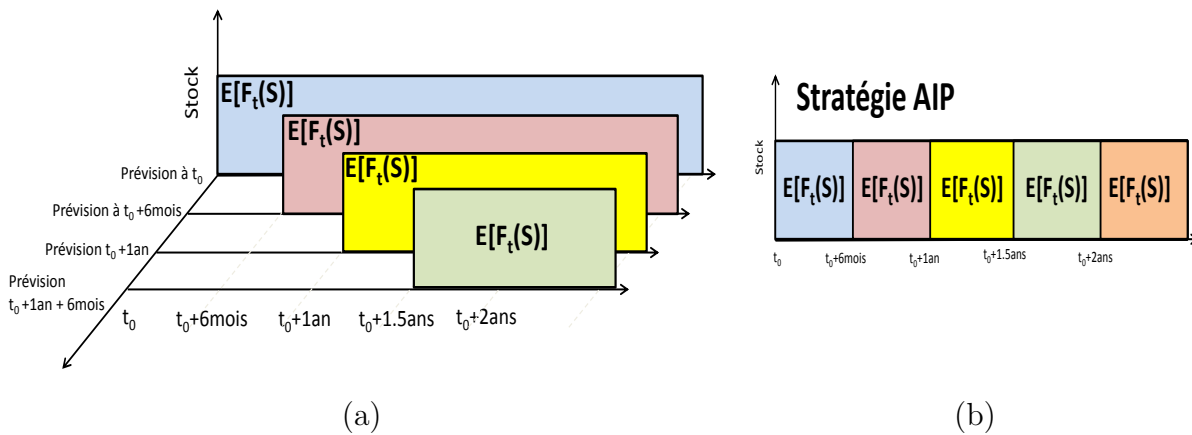


FIGURE 4.11 – (a) Principe de construction de la stratégie AIP. Une nouvelle stratégie  $E[F_t(S_k)]$  est calculée à chaque nouvelle prévision. (b) La stratégie se compose par morceaux des différentes stratégies calculées à chaque nouvelle prévision.

Sur la Figure 4.11, les différents scénarios futurs (apports, consommations électriques, débits de dotation) considérés lors du calcul des stratégies considèrent tous le même horizon de gestion (qui est sur ce schéma de principe  $t_f = t_0+30$  mois). Comme nous l'avons montré précédemment sur la Figure 4.10, l'état du le bassin versant à une date  $t_i$  fixée, n'influence les apports à venir que sur une période limitée dans le temps. Il est donc possible de considérer un horizon de gestion fixe pour l'ensemble de ces sous stratégies. L'horizon choisi est  $t_H=6$  mois (Figure 4.12). Si  $t_0$  est la date de la prévision, les VB initiales à  $t_{H+1}$  sont les VB climatologiques du jour calendaire considéré, c'est à dire celles obtenues par l'approche AIC. De même la valeur  $S_t^{min}$  de la courbe guide à la date  $t_{H+1}$  nécessaire à la courbe guide de remplissage est celle calculée pour le modèle AIC (voir section 3.4 page 65 pour le calcul de cette courbe guide de remplissage).

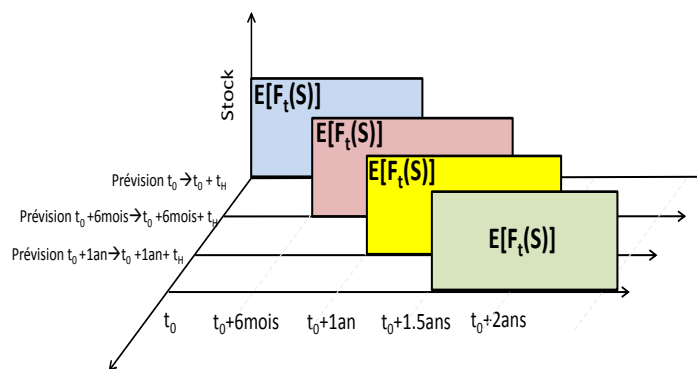


FIGURE 4.12 – Construction de la stratégie AIP avec un horizon de gestion fixé à 6 mois.

L'état des stocks naturels peut être ré-estimé au fur et à mesure que de nouvelles observations des forçages météorologiques récents sont réalisées. Idéalement, la fréquence de mise à jour de l'état des stocks naturels et, par suite, la mise à jour des prévisions d'apports, devraient être journalières. Cependant, les temps de calculs importants que cela implique ne le permettent pas. Une mise à jour mensuelle des stocks naturels et des prévisions d'apports est choisie pour la suite des développements.

Sur la Figure 4.13, nous pouvons ainsi constater que l'évolution temporelle des VB  $E[F_t(S_k)]$  présente des *sauts* mensuels. Ces différents *sauts* sont issus de l'amélioration des prévisions d'apports. La mise à jour mensuelle des prévisions d'apports pourra entre autres permettre, d'anticiper des faibles apports durant le printemps et l'été si le stock de neige hivernale est faible, et inversement. Pour illustration durant l'été 2001, l'augmentation rapide des VB des bas niveaux (cf Figure 4.13) résulte *a priori* d'une bonne prévision des forts débits à cette période (cf. Figure 4.4).

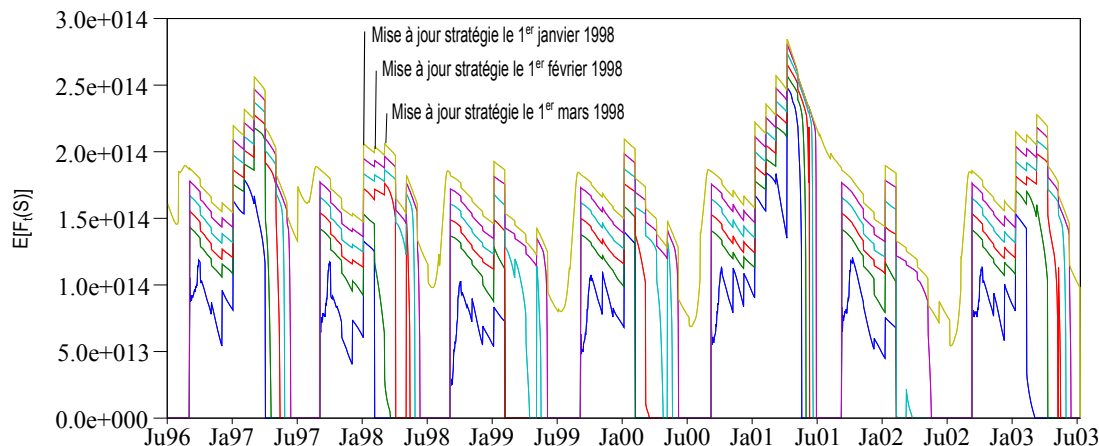


FIGURE 4.13 – Stratégie du modèle AIP. Évolution temporelle des Valeurs de Bellman  $E[F_t(S_k)]$  du 1<sup>er</sup> juillet 1996 au 30 juin 2003. Les valeurs de Bellman sont calculées par récurrence de façon récursive sur une période de six mois. Seules les Valeurs de Bellman du premier mois sont retenues avant la mise à jour des stocks naturels sur le bassin versant amont de Serre-Ponçon, et la prévision de nouveaux scénarios d’apports à la réserve. Chaque courbe de couleur représente l’évolution temporelle de la valeur de Bellman à un niveau de remplissage donné. Le grille  $E[F_t(S_k)]$  complète comporte 51 niveaux de remplissage, cependant pour faciliter la lecture du graphique seulement 6 niveaux de remplissage sont représentés. Les courbes bleue, verte, rouge, turquoise, violette et or représentent respectivement les Valeurs de Bellman des niveaux de remplissage  $0\text{Mm}^3$ ,  $206\text{Mm}^3$ ,  $512\text{Mm}^3$ ,  $718\text{Mm}^3$ ,  $924\text{Mm}^3$  et  $1030\text{Mm}^3$ . Le niveau de remplissage  $0\text{Mm}^3$  correspond à une réserve vide et le niveau  $1030\text{Mm}^3$  à une réserve pleine.

## 4.5. ÉVALUATION DES TRAJECTOIRES DE RÉSERVES SIMULÉES

Une comparaison qualitative des trajectoires obtenues avec les différents modèles est réalisée dans cette section sur la période 1996-2003. Une étude comparée plus poussée, sur la base d’indicateurs de performance sera réalisée chapitre 5.

Les trajectoires de réserves obtenues sur la période allant du 1<sup>er</sup> juillet 1996 au 30 juin 2003 sont présentées Figure 4.14. La trajectoire de réserve observée sur cette période est présentée en noir Figure 4.14. Cette trajectoire est donnée à titre indicatif. Les trois approches de modélisation de la gestion de SP proposées ici ne prennent pas en compte l’ensemble des contraintes du système réel de gestion (voir chapitre 2). De plus, les usages et les contraintes pris en compte sont très simplifiés comme indiqué chapitre 3. Les trajectoires de réserve simulées par les modèles de gestion AC, AIC et AIP ne peuvent donc pas être identiques à celle observée. Cependant elles sont déterminées par les mêmes chroniques d’apports et de sollicitations. Nous attendons donc qu’elles partagent les mêmes caractéristiques, en terme de variation intra-annuelle et de comportement relatif d’une année à l’autre.

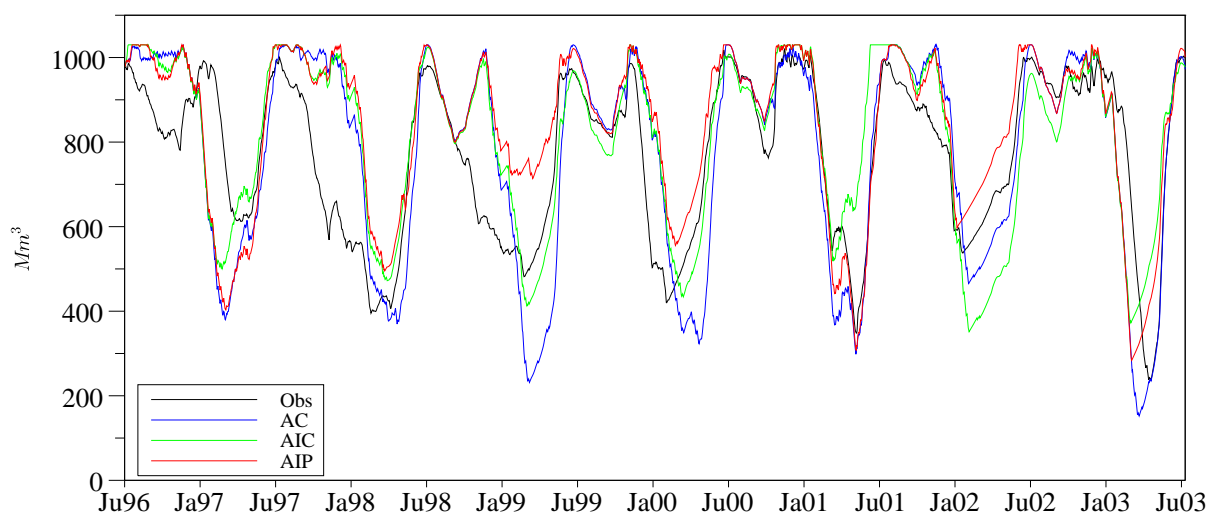


FIGURE 4.14 – Influence d’une optimisation en Avenir Certain (Bleu), en Avenir Incertain Climatologique (Vert) et Avenir Incertain Prévu (Rouge) sur la capacité de reproduire le stock observé de la réserve de Serre-Ponçon (Noir) sur la période 01/07/96 → 30/06/96

#### 4.5.1. Trajectoire de réserve AC

La trajectoire de réserve simulée par le modèle AC est présentée en couleur bleue Figure 4.14. La conséquence d’une optimisation déterministe sur toute la période de simulation (i.e. avenir certain), est un déstockage de la réserve en moyenne plus important comparé au déstockage observé. La connaissance parfaite de l’avenir permet en fait un déstockage parfait, c’est-à-dire un déstockage qui conduit à l’utilisation maximale de la ressource tout en garantissant le respect de la cote au 1<sup>er</sup> juillet tous les ans. Les défaillances pouvant être observées certaines années durant la période estivale résultent uniquement d’apports à la réserve insuffisants pour satisfaire à la fois la cote touristique et la fourniture du débit de dotation. La fourniture du débit de dotation étant la priorité de la retenue, il est normal d’observer un non-respect de la cote touristique ces années-là.

Les écarts entre la trajectoire de réserve obtenue via la modélisation AC et la trajectoire observée ne s’expliquent pas exclusivement par une connaissance parfaite de l’avenir. Durant l’été 1997 par exemple, la cote touristique n’a pas été tenue par le gestionnaire de SP (courbe noire Figure 4.14) au contraire des différents modèles (Figure 4.14). Le maintien de la cote durant cet été aurait donc pu être possible à la vue des conditions d’apports et de demande en eau en aval (Figure 4.4). Les déstockages réalisés par le gestionnaire EDF cet été là indiquent en fait une utilisation énergétique de l’eau stockée dans le barrage. Ceci était possible à l’époque, la gestion du remplissage de SP n’ayant été réellement conventionnée qu’à partir de 1999 pour le maintien de la cote touristique (Balland *et al.* [2002]).



Cette modélisation reste difficilement comparable aux deux autres approches étant donné la stratégie de remplissage différente employée (i.e. satisfaction tout les ans de la cote au 1<sup>er</sup> juillet contre la satisfaction 9 années sur 10 en moyenne pour les approches AIC et AIP).

### 4.5.2. Trajectoire de réserve AIC

La trajectoire de réserve simulée par le modèle AIC est présentée couleur verte sur la Figure 4.14. Les déstockages opérés par le modèle durant les années humides (i.e. 2001 et 2003) sont nettement moins importants que ceux obtenus par le modèle AC présenté précédemment. Ceci illustre le fait qu'une gestion réalisée dans un contexte incertain, ne permet pas des déstockages aussi importants qu'en avenir certain ces années là. La stratégie de gestion AIC peut en effet conduire à un remplissage trop tôt dans l'année, et donc augmenter le risque de déversement (cf . été 2001 Figure 4.14). Au contraire, durant les années aux apports limités (i.e. 2002), la stratégie de gestion AIC ne permet pas d'anticiper les difficultés de remplissage inhérentes à ces conditions, et engendre un déstockage trop important et par suite une incapacité à garantir la cote touristique au 1<sup>er</sup> juillet. Cela se produit par exemple durant les années 1999 et 2002, durant lesquelles les apports au réservoir sont particulièrement bas (Figure 4.4).

De manière générale, si le modèle de gestion AC s'adapte parfaitement (et donc surestime la capacité d'un gestionnaire réel à adapter la stratégie de gestion selon les conditions de forçages), le modèle AIC ne s'adapte pas (et donc sous-estime la capacité d'un gestionnaire à adapter la stratégie de gestion).

### 4.5.3. Trajectoire de réserve AIP

Les prévisions hydrologiques réalisées par le modèle AIP permettent d'adapter (de façon simplifiée), la stratégie de gestion au fur et à mesure que le temps s'écoule et que de nouvelles estimations des apports à venir peuvent être réalisées. La différence qui en résulte entre le modèle AIP et le modèle AIC en devient spectaculaire pour certaines années très humides telles que l'année 2000/2001 ou des années très sèches comme 1998/1999. Lors des années sèches, le modèle AIP présente un déstockage beaucoup moins important que le déstockage réalisé par AIC, ce qui lui permet dans ces cas là, de satisfaire la cote touristique au 1<sup>er</sup> juillet. Il en est de même pour l'année 2002.

## 4.6. CONCLUSION

L'objectif de ce chapitre est d'explorer la possibilité de développer un modèle de gestion de la retenue de SP. Étant donné les contraintes du projet RIWER 2030 (i.e. application en climat futur du modèle de gestion), cette modélisation doit être réalisée dans un contexte de données limitées. L'ensemble des composantes de la gestion de la retenue de SP a ainsi été simplifié, entre autres :

- Le système physique modélisé de SP est isolé vis-à-vis des autres aménagements de la CPH-DV. En particulier, le rôle joué par la deuxième grande retenue de la chaîne (i.e. la retenue de Sainte-Croix) n'est pas pris en compte.
- Les apports au réservoir ne sont pas les apports observés mais sont au contraire modélisés par un modèle hydrologique (Cequeau).
- Les usages et contraintes de SP ne sont pas tous pris en compte. Les principaux sont cependant intégrés de façon simplifiée (e.g. vision de la demande agricole à l'échelle de la région, optimisation de la production fonction d'un intérêt à turbiné).

Dans ce contexte, il est impossible de réaliser une modélisation très fidèle à la gestion opérationnelle de l'ouvrage de SP.

Trois modélisations de la gestion de SP ont finalement été proposées. Ces trois différents modèles optimisent les décisions prises au jour le jour, *via* un algorithme de programmation dynamique. La programmation dynamique se décompose en deux étapes distinctes : une phase d'optimisation et une phase de simulation. La phase d'optimisation conduit à la construction d'une grille de valeurs de Bellman ( $E[F_t(S)]$ ) et d'une grille de valeurs marginales de l'eau ( $E[SWV_t(S)]$ ) qui définissent chacune la stratégie de gestion optimale. Cette stratégie optimale est ensuite appliquée durant la phase de simulation pour calculer la séquence de décisions optimale et par suite la trajectoire de réserve optimale.

Les stratégies de gestion des différents modèles de gestion considérés sont établies dans des contextes de prévisibilité des apports et des demandes futurs différents :

- Avenir Certain (modèle AC)
- Avenir Incertain Climatologique (modèle AIC)
- Avenir Incertain Prévu (modèle AIP)

Le mode de gestion du modèle AIP est celui qui se rapproche le plus de la gestion opérationnelle de la retenue de SP. Le modèle AC surestime *a priori* la visibilité que pourrait avoir un gestionnaire, et donc l'adaptabilité de sa stratégie. Le modèle AIC au contraire, sous-estime cette prévisibilité.

Les trajectoires de réserve obtenues pour les trois modèles sont significativement différentes. Nous pouvons donc nous attendre à des différences de performance entre ces trois modèles pour le climat présent. Cela nous ramène à une des questions posées en début de ce document de thèse. Quelle est l'incertitude liée aux modèles de gestion sur les modifications de performance pouvant être estimées ?

# Synthèse

## Objectif principal du chapitre

L'objectif de ce chapitre était de proposer une modélisation de la gestion de la retenue de SP pouvant être appliquée dans un contexte de changement climatique. Dans un tel contexte, les différentes composantes de ce système (usages de l'eau, contraintes appliquées au système) ont dû être simplifiées pour pouvoir être modélisées en climat futurs. La demande en eau en aval ainsi que la gestion du remplissage de la retenue avant le 1<sup>er</sup> juillet à partir d'une courbe guide, sont considérées comme des contraintes au système. La production est optimisée en fonction d'un intérêt à produire de l'énergie. Ce problème d'optimisation est donc un problème d'optimisation sous contraintes.

## Résolution du problème d'optimisation de la gestion

La résolution du problème d'optimisation de la gestion d'un système modélisé de SP est réalisée *via* la programmation dynamique.

La résolution de ce problème d'optimisation se décompose en deux étapes :

- Une phase d'optimisation. Elle consiste à calculer une stratégie de gestion qui se traduit par une grille de Valeurs de Bellman ( $E[F_t(S)]$ ) ou par une grille de valeurs marginales de l'eau stockée ( $E[SWV_t(S)]$ ).
- Une phase de simulation. La stratégie obtenue durant l'étape d'optimisation est utilisée pour calculer une séquence de décisions optimales et par suite, une trajectoire de réserve optimale, des chroniques de débit turbinés et déversés.

## Approches retenues :

Trois approches, correspondant à différents degrés de prévisibilité des apports et des usages de l'eau, ont été retenues pour calculer la stratégie de gestion :

- Une approche dite *Avenir Certain*, qui de fait ne considère aucune incertitude sur les variables d'intérêt futures
- Une approche dite *Avenir Incertain Climatologique* qui ne connaît l'avenir que par la climatologie d'un historique des variables d'intérêt.
- Une approche dite *Avenir Incertain Prévu* qui en plus d'une connaissance climatologique des variables d'intérêt, intègre différentes prévisions hydrologiques permettant d'adapter la stratégie si besoin. Cette approche est la plus proche de la gestion réalisée en opérationnel.

# Synthèse

**Trajectoire de réserve optimale des modèles de gestion**

Les trajectoires de réserves optimales des trois modèles de gestion ont été simulées à partir des données observées sur le bassin versant. Des différences significatives sont constatées entre ces trajectoires. Elles suggèrent des différences de performance pour le climat présent mais également en climat futur.



## Partie III

# Performance d'un système de gestion : Méthodologie d'évaluation et indicateurs



# Chapitre 5

## Indicateurs de performance d'un système de gestion

Deux types d'indicateurs sont habituellement utilisés pour caractériser la gestion d'un système de gestion, qu'il soit réel ou modélisé :

- Des indicateurs qualitatifs
- Des indicateurs quantitatifs

Certains de ces indicateurs sont présentés dans ce chapitre, d'autres sont présentés par Mc-Mahon *et al.* [2006]. Le calcul des indicateurs quantitatifs est illustré à partir d'un exemple très simplifié (Figure 5.5). Dans un second temps, ces critères seront appliqués aux sorties des modèles AC, AIC et AIP afin d'estimer leur performance sur la période 1970-1999 (section 5.3). Sur cette période, les variables d'intérêt sont obtenues par simulation à partir des forçages météorologiques observés et des modèles présentés chapitre 3.

### 5.1. INDICATEURS QUALITATIFS

#### 5.1.1. Signatures de stock

Les trajectoires de réserve du système modélisé de SP (Figure 4.14), obtenues en sortie des modèles AC, AIC et AIP, résultent d'une règle de gestion et d'un contexte d'apports et de demandes / contraintes donné. Les différences entre ces trajectoires, découlent des différentes stratégies calculées par ces modèles de gestion. Un moyen de comparer ces stratégies pourrait être de confronter les trajectoires de réserves résultant de ces dernières.

Du fait des fortes saisonnalités des objectifs, des contraintes et des apports entrant dans le système modélisé de SP, les trajectoires de réserve simulées présentent elles aussi, une forte saisonnalité comme nous avons pu le souligner Figure 4.14, alternant phases de déstockage durant l'hiver et phases de remplissage durant le printemps. Compte tenu de cette saisonnalité importante, une stratégie de gestion pourrait se caractériser par la trajectoire de réserve inter-annuelle



moyenne. Le terme de *signature de stock* pourrait être employé pour qualifier ce type de trajectoire inter-annuelle moyenne, tant celle-ci résume l'essentiel du fonctionnement d'un système de gestion. Il est de plus aisé de confronter ce type de signatures de stock, obtenues pour différentes règles de gestion (Figure 5.1 gauche), ou pour différents contextes climatiques (Figure 5.1 droite). L'analyse graphique de ces signatures synthétise beaucoup d'informations sur la modification possible de l'équilibre obtenu via une stratégie de gestion entre une ressource et des usages.

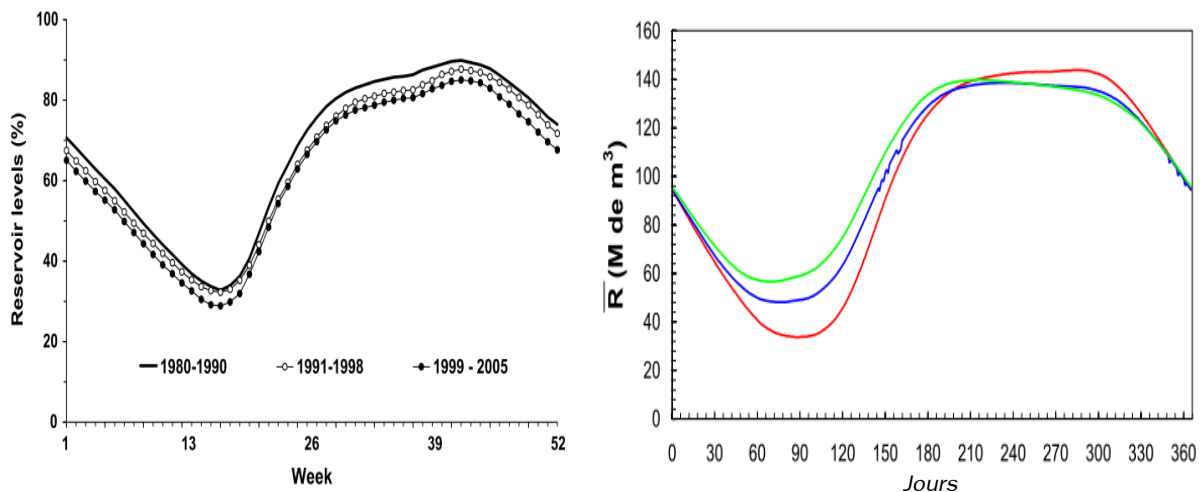


FIGURE 5.1 – Gauche : Influence des règles de gestion sur le cycle inter-annuel des stocks observés d'un ensemble de retenues en Norvège sur trois périodes différentes : 1980-1990, 1991-1998 et 1999-2005. Selon Wolfgang *et al.* [2009], la diminution du stock inter-annuel moyen après 1990, ne s'explique pas par une modification des forçages climatiques mais bien par une modification des règles de gestion (Adaptée de Wolfgang *et al.* [2009]). Droite : Influence du changement de climat sur le cycle inter-annuel des stocks simulés d'un ensemble de retenues sur l'Ariège (France). Rouge : climat de contrôle ; Bleu et Vert : Deux scénarios de climats futurs. (Adaptée de Dupeyrat *et al.* [2008])

A titre d'exemple, la diminution du déstockage hivernal pour les deux scénarios de changement climatique présentés par Dupeyrat *et al.* [2008] (Figure 5.1 droite), s'explique par des apports au réservoir diminués au printemps. De même, l'avancée de l'onde de fonte printanière due à la hausse des températures, s'exprime par une remontée de cote avancée dans l'année. Au contraire, dans le cas des réserves Norvégiennes présenté par Wolfgang *et al.* [2009], la modification des signatures de stock résulterait d'une modification des règles de gestion (Figure 5.1a).

Les études, visant à caractériser la gestion ou à évaluer la modification de la performance d'un système de gestion, ne présentant pas ce type de signature sont rares. Pour un système de gestion quelconque, ces signatures permettent d'apprécier une modification de la gestion. Cela en fait un outil de communication très puissant, parce que communément adopté.

### 5.1.2. Valeurs marginales de l'eau stockée (SWV)

Les valeurs marginales de l'eau stockée représentent, à un niveau de remplissage donné, l'espérance de revenus futurs liés au stockage immédiat d' $1 \text{ m}^3$  d'eau dans le système. Issues de la résolution du problème d'optimisation <sup>a</sup> (équation 4.15) elles permettent de caractériser la stratégie de gestion optimale d'un système de gestion. L'analyse de ces SWV pour un cas d'étude simplifié, a donné lieu à la rédaction d'une publication durant cette thèse (François *et al.* [2013]). Cet article, situé en annexe A.1, est en cours de révision pour publication dans le journal *Water Resource Research*.

Cet article illustre comment la stratégie de gestion (exprimée ici par les SWV aux différents niveaux de remplissage du système) est structurée en fonction de l'adéquation naturelle entre la ressource et les usages de l'eau. Cette étude est réalisée *via* une modèle de gestion similaire au modèle AC (Avenir Certain). L'exemple Figure 5.2 montre par exemple comment les SWV à trois niveaux de remplissage (10 %, 50 % et 90 % de la capacité de stockage du réservoir) évoluent dans le temps, en fonction de l'adéquation entre les apports au réservoir (courbe bleue) et d'un intérêt à produire de l'énergie (courbe rouge). L'intérêt à turbiner est ici simplement calculé à partir d'un indice de température de l'air (voir équation 11 de l'article en annexe). Ce dernier est élevé en hiver et minimal durant l'été.

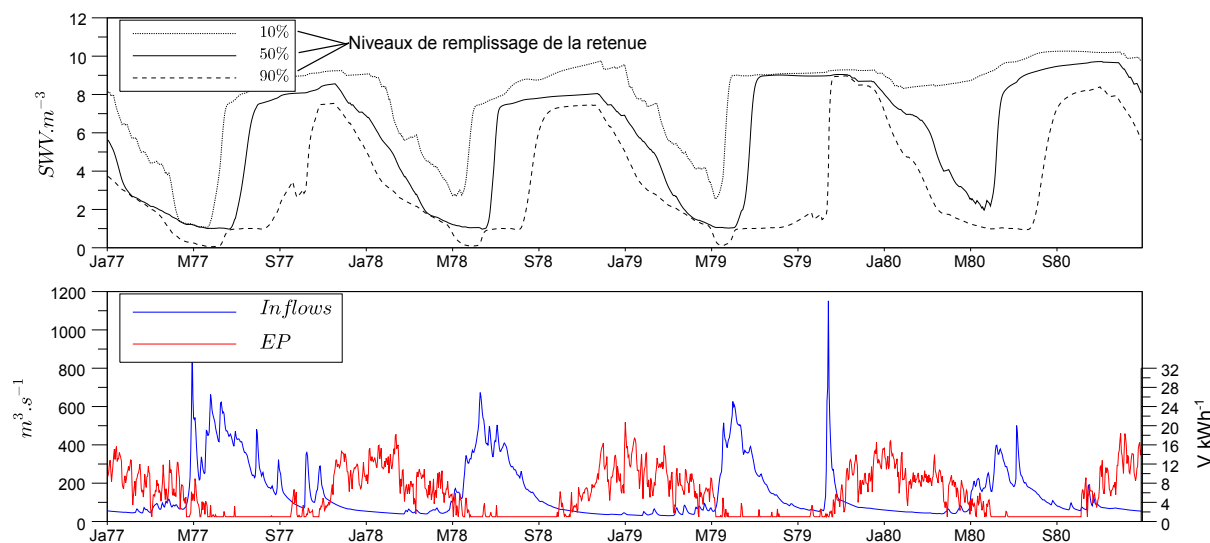


FIGURE 5.2 – Haut : Évolution temporelle des SWV obtenues du 1<sup>er</sup> janvier 1977 au 31 décembre 1981 avec un modèle similaire à AC pour lequel l'objectif unique est d'optimiser la production hydroélectrique en fonction d'un intérêt à turbiner. Bas : Évolution temporelle des apports au réservoir (bleu) et d'un intérêt à produire de l'énergie EP (rouge). Adapté de François *et al.* [2013]. (Ja :janvier ; M :mai ; S :septembre)

Les évolutions temporelles des SWV affichées Figure 5.2, ne correspondent pas la valeur marginale de l'eau stockée indiquée par la trajectoire de réserve optimale. Elles reflètent au contraire la valeur marginale de l'eau quelle que soit la date et le niveau de remplissage, c'est

a. L'analyse des SWV est donc limitée aux modèles dont l'optimisation de la gestion est résolue à partir d'un algorithme de programmation dynamique.

donc une représentation graphique de la stratégie de gestion du modèle AC (du moins de la version simplifiée du modèle AC utilisée dans l'article François *et al.* [2013]). Au niveau de remplissage indiqué par la trajectoire de réserve optimale obtenue en phase de simulation, la SWV pourrait cependant être estimée par des méthodes d'interpolation comme celle présentée section 4.3.1 par exemple.

A une date donnée, la SWV diminue avec l'augmentation du stock d'eau disponible dans le système. Plus le volume d'eau présent dans le système est important, plus élevés seront les revenus futurs ; un volume supplémentaire d'eau serait *a fortiori* valorisé à une période durant laquelle l'intérêt à produire est plus bas. L'intérêt à stocker davantage d'eau dans le système est dans ce cas plus faible, ce qui résulte d'une plus faible SWV.

Pour un niveau de remplissage donné, les variations temporelles des SWV reflètent la capacité du réservoir à ajuster la ressource en eau à la demande (e.g. représentée ici par un intérêt à produire de l'énergie). L'abondance future des apports au réservoir (respectivement la rareté) au regard de l'intérêt futur à produire de l'énergie, diminue (respectivement augmente) la SWV<sup>a</sup>. Compte tenu des fortes saisonnalités des apports et de l'intérêt à produire de l'énergie, les SWV présentent une forte saisonnalité. Elles sont maximales pendant la période précédant celle à fort intérêt de production et minimales avant la période de forts apports au réservoir. Le cycle saisonnier des SWV est présenté dans ce cas Figure 5.3a. Pour chacun des niveaux de remplissage (10 % en pointillés, 50 % en traits plein et 90 % en tirets), la variabilité inter-annuelle du cycle saisonnier des SWV est caractérisée par les quantiles 10 et 90 des SWV (cf. courbes enveloppes de la moyenne Figure 5.3). Au même titre que la moyenne inter-annuelle du stock de la retenue, les moyennes inter-annuelles des SWV (à des niveaux de remplissage choisis) constituent une signature de la stratégie de gestion d'un système.

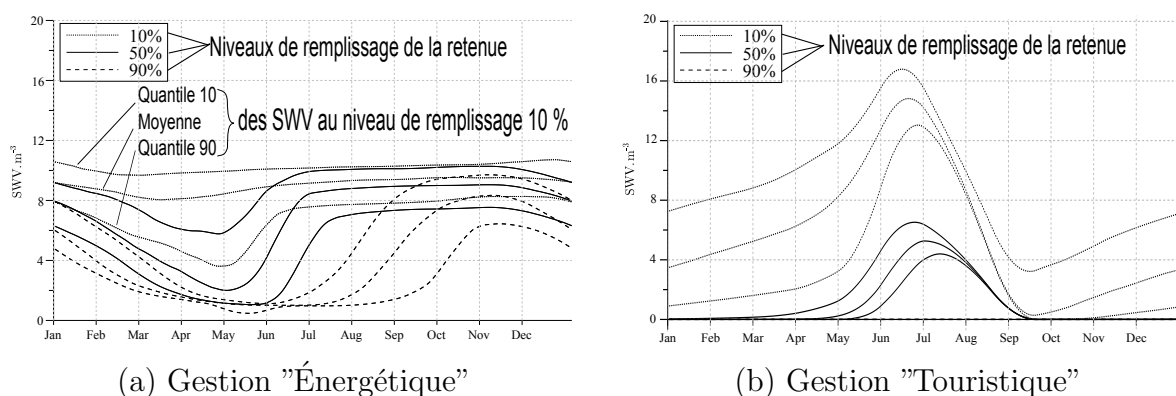


FIGURE 5.3 – Cycles saisonniers des SWV aux niveaux de remplissage 10 % (pointillés), 50 % (traits pleins) et 90 % (tirets). (a) L'unique objectif est d'optimiser la production énergétique du système en fonction d'un intérêt à produire de l'énergie (b) L'unique objectif du système est de garantir un niveau minimal de remplissage durant la période estivale (15 juin au 31 août). Pour chaque niveau de remplissage les deux courbes enveloppes correspondent aux quantiles 10 et 90, la courbe intermédiaire à la moyenne. Ces cycles saisonniers sont obtenus sur une période temporelle de 42 années (plus de détails sont présentés dans l'article en annexe).

a. Voir par exemple le mois de mai 1977 et respectivement le mois de septembre 1977 Figure 5.2)

Dans le cas d'un système multi-objectifs, l'avantage des signatures SWV vis à vis de celles de stock, réside dans la possibilité d'établir des signatures indépendantes pour chacun des objectifs. La signature obtenue dans le cas de la gestion d'une cote touristique est par exemple proposée Figure 5.3b. Dans ce cas, les SWV reflètent le besoin de stocker de l'eau dans le système afin de garantir le niveau de remplissage souhaité au moment opportun. Cette signature permet par exemple de renseigner, pour les niveaux de remplissage considérés, les périodes auxquelles un stock d'eau est nécessaire dans le système pour pouvoir garantir cet objectif en tenant compte des apports probables. Au contraire, la signature de stock résultant de cet unique objectif présenterait un niveau de remplissage en permanence à son maximal, et serait donc sans réel intérêt. La signature des SWV correspondant à la gestion combinée de différents objectifs d'un système, est en première approximation la somme des différentes signatures individuelles de ces objectifs. Ce n'est pas exactement le cas, du fait de possibles concurrences entre usages.

Ces signatures peuvent être changées, selon la modification des apports au réservoir (Figure 5.4) ou de la demande. La capacité à décomposer la signature vis-à-vis de chaque objectif permet d'appréhender les raisons des modifications des stratégies propres à chacun. Cela est illustré Figure 5.4. Sur cette figure, les signatures de SWV sont présentées pour les trois précédents niveaux de remplissage (10 % colonne 1, 50 % colonne 2 et 90 % colonne 3) et pour différents objectifs de gestion (optimisation de la production énergétique ligne 1, maintien d'une cote touristique ligne 2, et une combinaison de ces objectifs ligne 3). Trois scénarios sont considérés : un premier scénario en climat de contrôle et deux scénarios présentant une anomalie annuelle de température de respectivement de  $+3^{\circ}C$  et  $+5^{\circ}C$ .

Ainsi la nature et l'amplitude des modifications des signatures SWV observées Figure 5.4, et donc de la stratégie de gestion, dépendent de l'objectif considéré. Des explications supplémentaires, concernant le cas d'étude et les scénarios considérés pour établir ces signatures, ainsi que sur les interprétations de ces modifications, sont fournies dans l'article. Ce dernier est en annexe de ce document de thèse (annexe A.1). Si les signatures SWV ne mesurent pas directement la performance d'un système de gestion, elles permettent cependant d'apporter plus d'éléments de compréhension à l'analyse de performance d'un système donné, évaluée par le biais de différents critères quantitatifs présentés section 5.2.

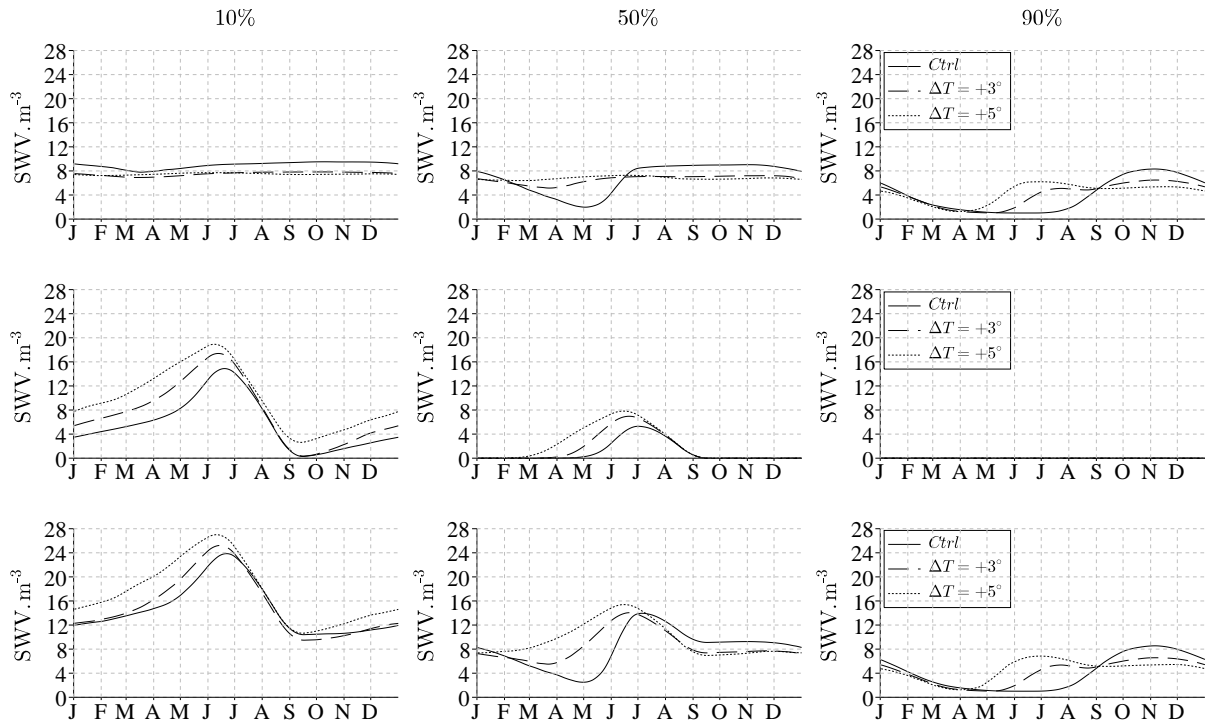


FIGURE 5.4 – Sensibilité des signatures SWV (moyenne inter-annuelle des SWV) à une augmentation des températures ( $+3^{\circ}\text{C}$  et  $+5^{\circ}\text{C}$  d'anomalie annuelle) aux niveaux de remplissage 10 %, 50 % et 90 %. Haut : Dans ce cas, l'objectif unique de la réserve est l'optimisation de la production énergétique. Milieu : Dans ce cas, l'unique objectif est le maintien d'une cote touristique durant la période estivale. Bas : Dans ce cas, l'objectif de la retenue est double, optimisation de la production énergétique et maintien d'un niveau du réservoir élevé durant la période estivale. Adapté de François *et al.* [2013].

## 5.2. CRITÈRES QUANTITATIFS

### 5.2.1. Un indicateur de revenu économique

Évaluer la performance d'un système de ressource en eau dont la fonction objectif est l'optimisation des revenus liés à la production énergétique, nécessite de se munir d'un indicateur de gains ou de revenus. Pour le cas étudié dans cette thèse, l'indicateur de revenus utilisé  $G_{HEP}$ , est calculé durant la période de simulation comme la somme sur une durée fixée d'un indice de revenus journaliers (équation 3.3).

### 5.2.2. Les volumes déversés

Évaluer la quantité d'eau déversée permet aussi d'estimer la performance d'un système. En effet, les volumes déversés ne sont pas valorisés par des revenus, car non turbinés. L'indicateur des volumes déversés  $V_{Dev}$  est défini comme le volume total déversé sur une période de simulation. Or, nous noterons que la limitation des volumes déversés ne fait pas explicitement partie des objectifs du système modélisé de SP tels qu'ils ont été décrits chapitre 4. Elle l'est cependant de

manière implicite : l'optimisation des revenus liés à la production énergétique implique *a fortiori* de limiter les déversements.

### 5.2.3. Critères RRV

Depuis le début des années 80, les critères *RRV* (Fiabilité, Résilience, Vulnérabilité) sont très utilisés pour évaluer la performance des systèmes de ressource en eau. Ils se basent sur une analyse statistique des caractéristiques des défaillances du système ou des épisodes défaillants. Une défaillance est constatée dès qu'une demande ou un usage, n'est pas pleinement satisfait. Un épisode défaillant est un ensemble de dates consécutives où le système est défaillant. Selon Hashimoto *et al.* [1982], pour un système donné, les critères RRV mesurent :

- la *fiabilité* du système.
- la capacité du système, lors d'une défaillance, à revenir dans un état satisfaisant (*résilience*).
- la sévérité des défaillances (*vulnérabilité*).

Afin d'expliquer simplement ces concepts, un exemple est proposé Figure 5.5. Sur cet exemple, la courbe rouge représente une demande à satisfaire ( $Mm^3$ ) et les courbes bleues, deux scénarios différents correspondant à ce qui a pu être fourni par le gestionnaire du système ( $Mm^3$ ). En considérant une discrétisation temporelle entre  $[t_0, t_{10}]$ , on observe deux épisodes défaillants pour le scénario de fourniture 1 (le premier épisode est situé à la date  $t_1$ , le second sur la période  $[t_6, t_7]$ ). Le scénario de fourniture 2 (pointillés bleus) présente une défaillance supplémentaire à la date  $t_6$ . Dans un premier temps, seul le premier scénario de fourniture est discuté (trait plein bleu).

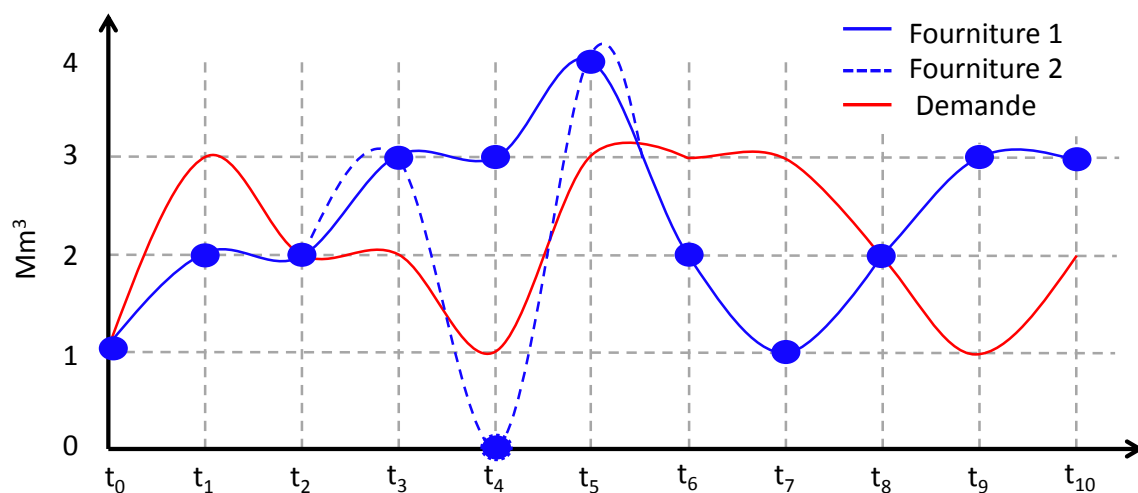


FIGURE 5.5 – Schéma de principe : la courbe rouge représente une demande à satisfaire et la courbe bleue correspond à ce qui a été fourni par le gestionnaire du système. Il y a défaillance dès lors que la demande est inférieure à la réalisation. La courbe en pointillé bleu est un second scénario de fourniture, qui diffère du premier scénario uniquement à la date  $t_4$ .

### 5.2.3.a. Fiabilité / Risque

La fiabilité est un concept largement utilisé pour évaluer la performance d'un système de gestion de ressource en eau, au moins depuis les travaux de Hazen [1914].

Hashimoto *et al.* [1982] définissent la fiabilité comme la fréquence *d'états satisfaisants*. Considérons  $\mathcal{X}$  comme l'ensemble des états du système considéré.  $Card(\mathcal{X})$  est le nombre des éléments de l'ensemble  $\mathcal{X}$ . L'ensemble  $\mathcal{X}$  est composé de deux sous ensembles : i)  $\mathcal{S}$  l'ensemble des états satisfaisants et ii)  $\mathcal{D}$  l'ensemble des états défaillants. Dans ce cas, la mesure de fiabilité  $Fia$  est donnée en % par l'équation 5.1.

$$Fia = \frac{Card(\mathcal{X} \in \mathcal{S})}{Card(\mathcal{X} \in \{\mathcal{S} + \mathcal{D}\})} * 100 \quad (5.1)$$

Cette mesure est l'opposée du critère de *risque de défaillance*, également rencontré dans la littérature. Il se définit simplement comme la fréquence *d'états non satisfaisants, ou défaillants* (équation 5.2).

$$Risk = 100\% - Fia \quad (5.2)$$

Sur l'exemple proposé Figure 5.5, la fiabilité est  $Fia = 100 * (8/11) = 72\%$  et le risque  $Risk = 28\%$ . Dans la suite du document, seules les valeurs de fiabilité seront employées.

### 5.2.3.b. Vulnérabilité

La définition de la vulnérabilité, généralement basée sur une mesure de l'intensité de la défaillance, n'est pas figée. Deux expressions de la vulnérabilité ont été retenues dans cette thèse :

- La vulnérabilité définie par Hashimoto *et al.* [1982] (Equation 5.4)

$$Vul_H = \sum p_j v_j \quad (5.3)$$

où  $Vul_H$  est la mesure de vulnérabilité,  $p_j$  est la probabilité d'occurrence du  $j^{\text{ème}}$  épisode défaillant et  $v_j$  le plus grand écart à l'objectif constaté durant le  $j^{\text{ème}}$  épisode défaillant. Hashimoto *et al.* [1982] et Jinno [1995] considèrent que tous les épisodes défaillants ont la même probabilité d'occurrence  $p_j$  ( $p_1 = p_2 = \dots = p_M = 1/M$  avec  $M$  le nombre d'épisodes défaillants). L'équation 5.3 devient alors :

$$Vul_H = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M v_j \quad (5.4)$$

Dans l'exemple présenté Figure 5.5, les vulnérabilités  $v_1$  et  $v_2$  ont pour valeurs respectives 1 et 2. La vulnérabilité calculée *via* l'équation 5.4 sur la période  $[t_0, t_{10}]$  vaut donc  $Vul_H = 1.5 \text{ Mm}^3$ .

- La vulnérabilité définie par Moy *et al.* [1986] (équation 5.5).

$$Vul_M = \max_j(v_j) \quad (5.5)$$

Dans ce cas, la vulnérabilité est considérée comme étant la défaillance la plus sévère observée sur une période. Sur l'exemple Figure 5.5, cette mesure de vulnérabilité donne  $Vul_M = 2 \text{ Mm}^3$ .

### 5.2.3.c. Résilience

Le terme de résilience, désigne la capacité d'un système après un choc ou une perturbation, à revenir dans un état satisfaisant. Appliqué à la gestion d'une retenue, ce concept donne une indication sur la durée d'un épisode défaillant (si la résilience d'un système est élevée, la durée des épisodes défaillants est courte et inversement).

- Selon Hashimoto *et al.* [1982], toujours en considérant les probabilités d'occurrence des épisodes défaillants égales, la résilience d'un système s'exprime comme l'inverse de la durée moyenne des épisodes défaillants. Son expression est donnée par l'équation 5.6.

$$Res_H = \left\{ \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M d_j \right\}^{-1} \quad (5.6)$$

Avec  $d_j$  la durée du  $j^{\text{ème}}$  épisode défaillant. L'unité de la résilience est *pas de temps*<sup>-1</sup>. Une résilience égale à 1 indique qu'après une perturbation, le système n'est jamais défaillant sur une période supérieure à un pas de temps. Sur l'exemple présenté Figure 5.5,  $d_1 = 1$  et  $d_2 = 2$  ce qui donne une valeur de résilience  $Res_H = 0.66 \text{ temps}^{-1}$ .

- Selon Moy *et al.* [1986], la résilience est l'inverse de la durée du plus long des épisodes défaillants (Equation 5.7).

$$Res_M = \left\{ \max_j(d_j) \right\}^{-1} \quad (5.7)$$

La valeur de la résilience est dans ce cas  $Res_M = 0.5 \text{ temps}^{-1}$ .

Kjeldsen et Rosbjerg [2004] montrent que les valeurs de vulnérabilité et de résilience sont très inversement corrélées. Un tel résultat signifie que, plus un épisode défaillant est long, plus sévère est la défaillance occasionnée, et inversement. Ils suggèrent ainsi de ne pas forcément réaliser l'évaluation conjointe de ces deux indicateurs.

Kundzewicz et Kindler [1995] expliquent que les estimateurs de résilience et de vulnérabilité proposés par Moy *et al.* [1986] sont meilleurs pour deux raisons. i) L'intégration de *petits* épisodes défaillants "*insignifiants*", a tendance à diminuer l'estimation de la vulnérabilité et à augmenter l'estimation de la résilience du système. Elle ne reflète pas les défaillances très peu fréquentes et souvent très sévères. ii) la définition proposée par Hashimoto *et al.* [1982] n'est



pas monotone. Par exemple, si l'on considère le scénario de fourniture 2 (pointillés bleus Figure 5.5), la vulnérabilité d'Hashimoto *et al.* [1982] diminue ( $Vul_H = 1.3 \text{ Mm}^3$  dans ce cas alors que globalement le système est plus défaillant en fréquence. La vulnérabilité de Moy *et al.* [1986] reste inchangée dans cette configuration. Cependant, Vogel et Stedinger [1988] expliquent qu'un estimateur basé sur le plus large des épisodes est très sensible à l'échantillonnage, ce qui le rend finalement assez peu robuste.

Dans la suite du document, les définitions d'Hashimoto *et al.* [1982] et de Moy *et al.* [1986] seront utilisées. Les critères de performance RRV pourront être calculés vis à vis i) du respect de la contrainte de débit de dotation ( $R^{min}$ ), à fournir en aval du système modélisé de SP et ii) du respect de la contrainte de cote touristique ( $S^{min}$ ), définie du 1<sup>er</sup> juillet au 31 août. Appliqués à la production énergétique de la retenue, ces critères n'ont pas de sens au périmètre d'une retenue. Au contraire, ces critères auraient un sens à l'échelle d'un réseau et d'un parc de production, ce qui échappe aux travaux de cette thèse.

### 5.3. PERFORMANCE ESTIMÉE AVEC LES MODÈLES AC, AIC ET AIP

La gestion de SP est simulée sur la période 1970-1999 *via* les modèles décrits chapitre 4. Les apports et contraintes appliqués au réservoir sont obtenus à partir des modélisations présentées chapitre 3, en utilisant les variables météorologiques observées sur cette période.

Pour chacun des modèles de gestion, une estimation de la performance du système modélisé de SP est effectuée *via* les indicateurs de performances présentés sections 5.1 et 5.2.

Pour faciliter la comparaison des estimations de performance obtenues par les trois modèles de gestion, la stratégie du modèle AIC est établie sur la même période que celle simulée 1970-1999 (i.e. les années présentes dans l'historique utilisé pour construire la stratégie de gestion sont celles de la période simulée). La stratégie de AC et AIP sont quant à elles, établies année après année sur cette période. Les scénarios de forçages météorologiques utilisés par le modèle AIP sont également issus de la période 1970-1999.

Dans un premier temps, les trajectoires de réserve simulées, les volumes annuels déversés et pour faciliter la compréhension les courbes guides de remplissage sont exposés sur la Figure 5.6 du 1<sup>er</sup> janvier 1971 au 31 décembre 1980 pour les trois modèles AC (bleu), AIC (vert) et AIP (rouge). Cet extrait permet d'apprécier les trois stratégies AC, AIC et AIP. A titre indicatif seulement, la trajectoire de réserve observée du système réel de SP est présentée en noir sur cette même Figure. Les apports entrants dans le système modélisé de SP ainsi que le débit de dotation à fournir en aval sont également illustrés sur cette Figure.

La trajectoire de réserve AC présente une variabilité importante du point de vue du déstockage hivernal. Par exemple lors des années 1977, 1978 et 1979 (encadrées en bleu Figure 5.6), durant lesquelles les apports sont très importants durant la période de l'onde de fonte, la réserve est pratiquement vidée avant le printemps. Au contraire, pendant l'année 1976 les débits sont faibles durant le printemps (encadrée en rouge sur la Figure 5.6), ce qui empêche la diminution du stock en dessous de  $600 \text{ Mm}^3$  durant la période hivernale.

Nous pouvons au contraire observer que les déstockages hivernaux réalisés par le modèle AIC sont plus ou moins similaires d'une année à l'autre. Cela résulte de fait que la courbe guide de remplissage du modèle AIC, en opposition à celles des modèles AC et AIP, est inchangée quelle que soit l'année simulée. Durant les années sèches (e.g. l'année 1976), une telle courbe guide de remplissage peut ne pas être assez contraignante. Son utilisation peut donc engendrer lors de ces années une non satisfaction de la cote touristique au 1<sup>er</sup> juillet. La courbe guide de remplissage du modèle AIC assure la satisfaction de la cote au 1<sup>er</sup> juillet en moyenne 9 années sur 10, il est donc logique de constater ce type de défaillance en moyenne une fois par période de 10 ans. Néanmoins nous noterons que le modèle AIP, pour lequel la définition de la courbe guide de remplissage est également définie avec un taux de satisfaction à 90 %, a atteint avec succès la cote touristique cette année là. Cela a été possible en adaptant mensuellement la courbe guide de remplissage en fonction des sollicitations météorologiques récemment observées (et donc de l'évolution du stock naturel d'eau sur le bassin).

Au contraire, pendant les années plus humides (e.g. les années 1977, 1978, 1979, encadrées en bleu Figure 5.6), le modèle AIC a l'impossibilité de déstocker au delà de sa courbe guide de remplissage, ce qui conduit à un remplissage complet de la retenue trop tôt dans l'année, et engendre ainsi des déversements importants (Figure 5.6 milieu bas).

Les prévisions hydrologiques réalisées par le modèle AIP permettent ces mêmes années (i.e. 1977, 1978 et 1979) d'adapter la courbe guide de remplissage. Ces adaptations permettent des déstockages importants, très proches de ceux obtenus par le modèle AC, et limitent par suite le risque de déversement. Ce résultat n'est toutefois pas systématique, au regard des années 1972 et 1973 durant lesquelles les déstockages sont plus proches de ceux réalisés par le modèle AIC. Ces différents comportements, tantôt proches du modèle AC et tantôt proches du modèle AIC, pourraient résulter d'une prévisibilité hydrologique différente, qui pour le modèle AIP, est essentiellement conditionnée par la connaissance des stocks naturels sur le bassin, dont la mise à jour est mensuelle.

Les signatures de stock sont présentées Figure 5.7 pour les trois modèles de gestion utilisés (respectivement AC en bleu, AIC en vert et AIP en rouge). La signature du stock obtenue sur la base de la trajectoire de réserve observée est affichée en noir. Cette signature est donnée à titre indicatif.

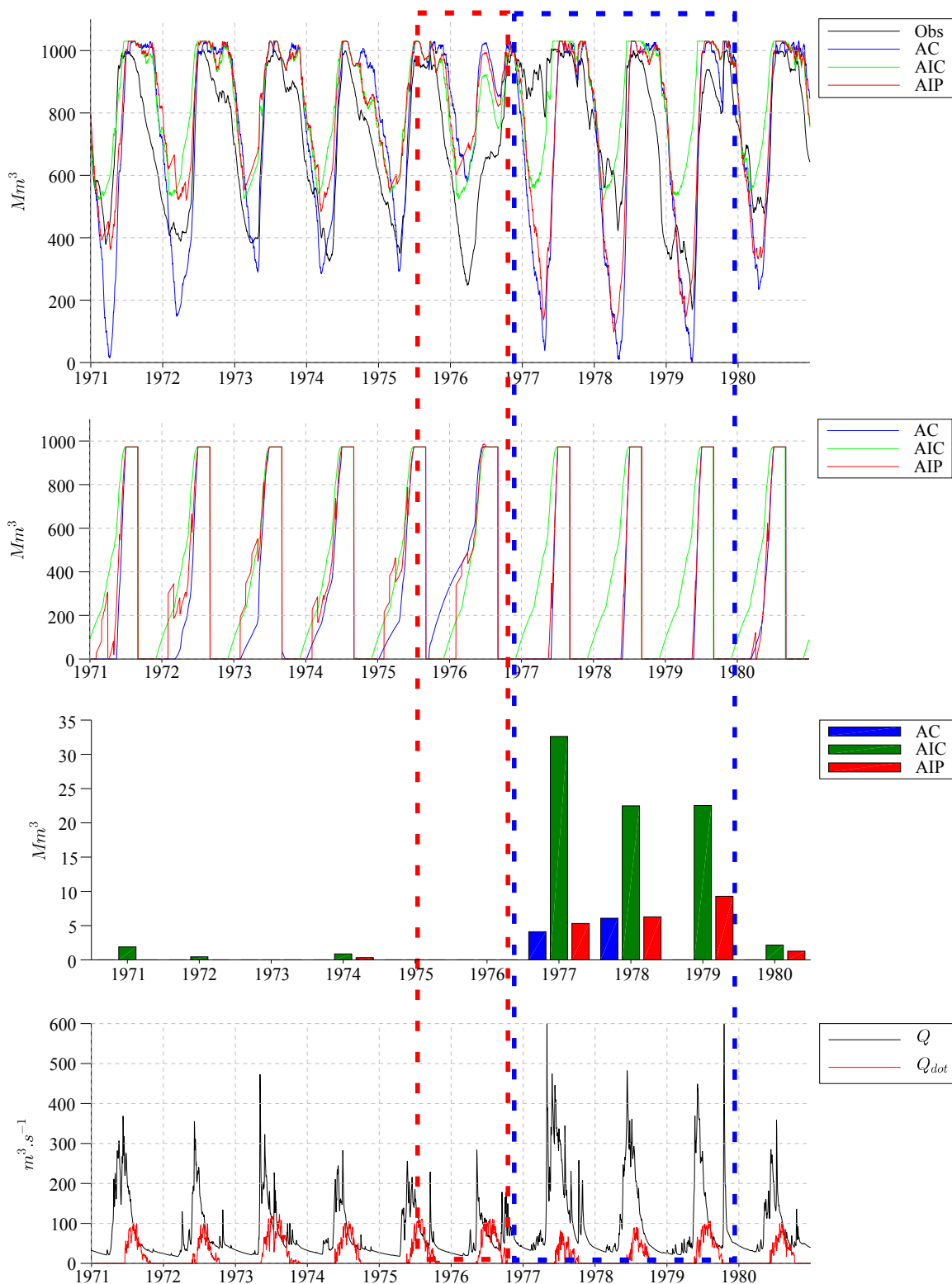


FIGURE 5.6 – **Haut** : Trajectoires de réserve du 1<sup>er</sup> janvier 1971 au 31 décembre 1980. Noir : Trajectoire reconstituée; Bleu : Trajectoire AC; Vert : Trajectoire AIC; Rouge : Trajectoire AIP; **Milieu haut** : Courbe guide de remplissage : Bleu : AC; Vert : AIC; Rouge : AIP; **Milieu bas** : Évolution annuelle des volumes déversés simulés Bleu : AC; Vert : AIC; Rouge : AIP; **Bas** : Évolution temporelle des apports entrants simulés (noir) et du débit de dotation (rouge).

Le déstockage moyen réalisé par le modèle AC est le plus important. Le stockage minimal atteint en moyenne une valeur de 300 Mm<sup>3</sup> mi-avril. La phase de remplissage débute ensuite et perdure durant le printemps, jusqu'à la saison touristique. En moyenne, la connaissance parfaite de l'avenir donne lieu à de grands déstockages car elle permet de profiter pleinement des apports entrants dans la réserve durant les mois de mai et juin et par suite d'atteindre l'objectif de cote au 1<sup>er</sup> juillet tout en évitant si possible les déversements.

La stratégie du modèle AIC est construite dans un contexte d'avenir incertain. L'incertitude sur les apports futurs engendre donc des déstockages moins optimaux que ceux réalisés par le modèle AC. La valeur minimale moyenne des stocks est pour ce modèle, seulement de l'ordre de 560 Mm<sup>3</sup>. Comme énoncé précédemment, la stratégie AIC n'autorise pas de déstockages amenant le stock de la réserve en dessous de la courbe guide 90 %. La phase de stockage commence dès le début du mois de mars. Le volume en stock dans le système étant important au moment du début de la remontée de cote, il en résulte un maintien de la production énergétique afin de ne pas remplir la réserve trop rapidement et limiter si possible les déversements.

La signature de stock AIP se situe entre les deux signatures précédentes. Les prévisions d'apports permettent une mise à jour mensuelle de la courbe guide de remplissage, ce qui engendre un déstockage en moyenne plus important que celui obtenu par le modèle AIC. Le stock atteint une valeur minimale de 500 Mm<sup>3</sup> au courant du mois de mars. La phase de remplissage débute durant la première semaine du mois d'avril.

Durant l'été, quel que soit le modèle considéré, les stocks simulés dépendent uniquement du débit de dotation à fournir en aval.

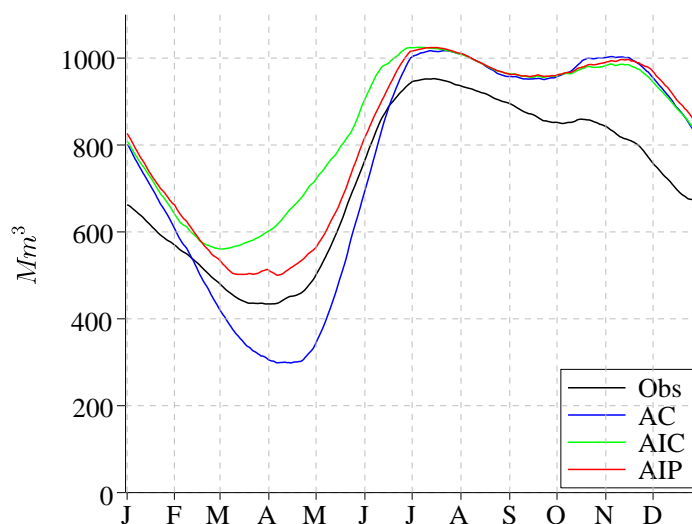


FIGURE 5.7 – Signatures de stock simulées sur la période 1970-1999. Les apports et contraintes à la réserve de SP sont obtenus à partir des variables météorologiques observées sur cette période. Noir : Stocks reconstitués ; Bleu : AC ; Vert : AIC ; Rouge : AIP

La signature des stocks observés de SP (noir), est sensiblement différente des trois signatures simulées. En particulier :

- Le remplissage observé est moins important au début de l'été. Cela s'explique simplement par le fait que la tenue d'une cote minimale en période estivale n'est conventionnée que depuis 1999 avec la SMADESEP.
- Une fois la période estivale terminée, la phase de déstockage débute dès le début de l'automne. Ces déstockages ne peuvent s'expliquer par un intérêt à produire de l'énergie tel qu'il est défini dans les modèles. A cette saison, la demande énergétique est encore limitée. Ces déstockages pourraient par exemple résulter d'un manque de disponibilité d'autres moyens de production à cette période (e.g. pour cause de maintenance) ou à une stratégie de mitigation des crues automnales. Ce mécanisme n'étant pas conceptualisé dans les modèles, aucun déstockage important ne peut être simulé par les modèles avant le mois de décembre, période à laquelle l'intérêt à produire de l'énergie, défini chapitre 3, commence à être conséquent.

Les critères de performance sont donnés pour la période 1970-1999 dans le Tableau 5.1. Seules les vulnérabilités, résiliences et fiabilités vis à vis de la cote touristique sont exposées. Par construction, les critères relatifs au respect du débit de dotation sont maximaux pour les trois modèles (i.e. une fiabilité de 100%, une résilience de 1 et des vulnérabilités nulles). Comme prévu, la performance quantitative du modèle AIP est intermédiaire à celles obtenues par les deux autres modèles. En particulier, le modèle AC présente les critères de performance les plus élevés quel que soit le critère considéré alors qu'au contraire, ils sont minimaux pour le modèle AIC.

En particulier, le volume total déversé par le modèle AIC sur la période 1970-1999 est de 1757 Mm<sup>3</sup> (Tableau 5.1). Ce volume déversé, très conséquent, est en partie expliqué par l'impossibilité pour le modèle AIC d'explorer les niveaux de remplissage inférieurs à la courbe guide de remplissage 90 % lors des années humides ce qui, comme nous l'avons vu Figure 5.6, conduit à un remplissage complet de la retenue durant la période de l'onde de fonte. La limitation des débits journaliers pouvant être turbinés par le système modélisé de SP  $R^{max}$  engendre dans de telles situations des déversements pouvant être très importants.

L'indicateur de revenus  $G_{HEP}$  (calculé sur la période 1970-1999, Tableau 5.1) obtenu par le modèle AC est supérieur à ceux des autres modèles. Les revenus  $G_{HEP}$  réalisés par le modèle AIP sont plus élevés que ceux réalisés par le modèle AIC. Néanmoins, l'écart constaté entre les trois modèles de gestion est relativement faible (de l'ordre de 3 % entre les modèles AC et AIC). Ce résultat pourrait paraître logique car  $G_{HEP}$  dépend d'abord du volume d'apports sur une période donnée, puis de l'optimisation du placement dans le temps de la production, or ici les apports entrants sont identiques pour les trois modèles.

L'écart constaté entre le modèle AC et les deux autres modèles s'explique par i) de très faibles déversements (et donc un volume d'eau disponible à la production plus conséquent et ii) un placement dans le temps parfait de la production énergétique. En effet les modèles AIC et AIP ne connaissent l'intérêt à produire de l'énergie (qui ne dépend que de la température de l'air) que par sa climatologie. Or cet intérêt peut varier rapidement du fait des variations importantes des températures d'une journée à l'autre. Le choix des journées durant lesquelles une production

énergétique est effective ne peut donc être optimal à la vue de cet intérêt très fluctuant.

Dans le cas du système modélisé de SP, ils est très difficile de pouvoir analyser / comparer les signatures des valeurs de l'eau. En effet a une date donnée, la variation des SWV avec le niveau de remplissage, peut être très importante du fait des VB fixées à 0 sous les courbes guides de remplissage. Les SWV calculées entre les deux niveaux de remplissage adjacents à la courbe guide de remplissage sont *a fortiori* très élevées comparées aux SWV calculées entre deux niveaux de remplissage du haut du réservoir. Les moyennes des SWV ont cependant été calculées pour les trois modèles<sup>a</sup> et sont exposées dans le Tableau 5.1. Nous pouvons constater que les modèles en avenir incertain (AIC et AIP) présentent des valeurs moyennes de SWV plus élevées que celles obtenues en avenir certain (AC), en particulier pour le modèle AIC. Un tel résultat a déjà été expliqué, notamment par Draper [2001] et Draper *et al.* [2003].

Modèles	$G_{HEP}$	$V_{Dev}$	$Fia$	$Vul_H$	$Vul_M$	$Res_H$	$Res_M$	$\mathcal{M}_{SWV}$
AC	3.64	137	84.7	71.3	191.6	0.057	0.025	123893
AIP	3.55	578	83.6	75.3	193.8	0.052	0.021	134455
AIC	3.53	1757	83.4	80.7	222.9	0.052	0.017	225079

TABLEAU 5.1 – Estimations des critères de performance des modèles AC (bleu), AIC (vert) et AIP (rouge) : Indicateur de revenus  $G_{HEP}$  ( $10^{15}U.M$ ); Volume déversé  $V_{Dev}$  ( $Mm^3$ ); Fiabilité  $Fia$  (%); Vulnérabilité  $Vul_H$  et  $Vul_M$  ( $Mm^3$ ); Résilience  $Res_H$  et  $Res_M$  ( $j^{-1}$ ); Moyenne des SWV  $\mathcal{M}_{SWV}$  ( $SWV.m^{-3}$ )

## 5.4. CONCLUSION

Les modèles AC, AIC et AIP sont trois modélisations différentes du système réel de SP. Compte tenu des limites fixées, l'objectif de ces modélisations est de proposer une estimation la plus réaliste possible, de la performance pouvant être mesurée par ces critères pour le système réel de SP. Les estimations de performance obtenues diffèrent d'une modélisation à l'autre.

Il est possible sans trop de risque, de considérer l'estimation de la performance proposée par le modèle AIP, comme étant la plus proche de celle du gestionnaire du système réel de SP. Dans ce cas :

- Le modèle AC surestime la performance du système, principalement sur les indicateurs de revenus, de volumes déversés.
- Le modèle AIC sous-estime la performance du système, principalement sur les indicateurs de volumes déversés et de vulnérabilités.

Nous pouvons également conclure, à partir des signatures de stock discutées Figure 5.7 que :

- le modèle AC surestime le déstockage hivernal
- le modèle AIC sous-estime le déstockage hivernal

a. Les valeurs des SWV des niveaux de remplissage inférieurs aux courbes guides n'ont pas été intégrées au calcul de ces moyennes

# Synthèse

## Indicateurs de performance d'un système de gestion

De nombreux indicateurs existent pour calculer la performance d'un système de gestion. Les indicateurs retenus dans ce travail de thèse sont :

- Les signatures de stock : la moyenne inter-annuelle des stocks du réservoir.
- Les signatures des valeurs marginales de l'eau stockée dans le réservoir. Ces valeurs sont un sous produit de la programmation dynamique. Elles ne peuvent donc être calculées uniquement si le système est piloté par ce type de méthode d'optimisation. L'analyse de ces signatures est toutefois impossible pour le système modélisé de SP.
- Des indicateurs de production comme des indicateurs de revenus et de volume déversés
- Trois critères basés sur une analyse statistique des défaillances :
  - Un critère de fiabilité correspondant à la fréquence des journées non défaillantes.
  - Un critère de vulnérabilité : plusieurs définitions de ce critère existent. Les vulnérabilités d'Hashimoto *et al.* [1982] et de Moy *et al.* [1986] ont été présentées dans ce chapitre. Ces vulnérabilités sont les plus couramment utilisées. Ces critères renseignent sur l'intensité moyenne ou maximale des défaillances.
  - Un critère de résilience. Tout comme le critère de vulnérabilité, plusieurs expressions de la résilience existent. Celles présentées ont également été introduites par Hashimoto *et al.* [1982] et Moy *et al.* [1986]. Elles mesurent respectivement la durée moyenne et maximale des épisodes défaillants. Par la suite, ce critère ne sera toutefois plus considéré, étant donné les forts liens statistiques avec le critère de vulnérabilité.

# Synthèse

## Évaluation de la performance des modèles de gestion

Ces indicateurs ont été appliqués aux sorties des modèles de gestion AC, AIC et AIP sur la période 1970-1999 afin d'évaluer la performance du système modélisé de SP. Du fait d'une stratégie *réaliste* (i.e. utilisant une connaissance climatologique des variables météorologiques et des prévisions hydrologiques), le modèle AIP est sans doute le modèle se rapprochant le plus de la gestion que pourrait réaliser le gestionnaire réel de l'ouvrage de SP. Nous pouvons donc considérer l'estimation de la performance réalisée par ce modèle comme étant la meilleure estimation de la vraie performance du système de SP

L'estimation de la performance obtenue par le modèle AC est supérieure à celle du modèle AIP. En d'autres termes, le modèle AC surestime certainement la vraie performance du système réel de SP. Cette performance pourrait être celle, qui aurait pu être obtenue si les variables d'intérêt futures avaient été connues à l'avance par le gestionnaire (aux limites de la représentation du système réel près).

L'estimation de la performance obtenue avec le modèle AIC est inférieure à celle obtenue avec AIP. Le modèle AIC sous-estime donc certainement la vraie performance du système de SP. Cette performance pourrait être celle, qui aurait pu être obtenue si les variables d'intérêt de la gestion n'étaient connues que par leur climatologie par le gestionnaire. Il en résulte une gestion moins optimale lors d'années particulières (i.e. sèches ou humides), et donc des critères de vulnérabilité élevés ainsi que des déversements très importants, qui peuvent ne pas être très réalistes.





# Chapitre 6

## Évaluation de la performance sous scénarios stochastiques

### 6.1. GÉNÉRATION DE SCÉNARIOS MÉTÉOROLOGIQUES À FINE ÉCHELLE

La réalisation d'une étude d'impact du changement climatique sur la gestion de la ressource en eau nécessite des scénarios hydrologiques, à l'échelle des bassins versants étudiés. Le développement de ces scénarios est classiquement effectué à l'aide d'une chaîne de simulation associant différents types de modèles (Figure 6.1).

Tout d'abord, un modèle de climat (GCM<sup>a</sup>) est forcé par un scénario de développement socioéconomique, traduit en terme d'évolution de concentrations de gaz à effet de serre (GES). Ils simulent des variables météorologiques à grande échelle sur l'ensemble du globe. Leurs sorties sont souvent biaisées pour certaines variables météorologiques de surface, nécessaires aux études d'impact (en particulier les précipitations). Dans ces cas, il est nécessaire de débiaiser les sorties de GCMs (Lafaysse [2011]). De plus, la résolution spatiale des GCMs est encore à l'heure actuelle, largement supérieure à celle des processus hydrologiques. Cela ne permet pas aux sorties des GCMs d'être directement appliquées en entrée des modèles d'impacts (i.e. des modèles hydrologiques et de gestion). Des méthodes de descente d'échelle peuvent être utilisées pour, à partir des variables de grande échelle, générer des scénarios météorologiques à l'échelle des bassins versants étudiés (Lafaysse *et al.* [2013]). Une méthode de descente d'échelle permet, à partir d'une variable X, d'estimer une variable Y, si besoin à des échelles de temps et d'espace plus fines (e.g. obtenir des données de précipitation à une échelle locale à partir de champ de pression à grande échelle).

Il existe deux types de méthodes de descente d'échelle, i) les *méthodes de descente d'échelle statistiques* et ii) les *méthodes de descente d'échelle dynamiques*, appelées également modèles climatiques régionaux (Regional Climate Model, RCM).

---

a. Les modèles de climat ou encore modèles de circulation générale sont des modèles couplés océan-atmosphère

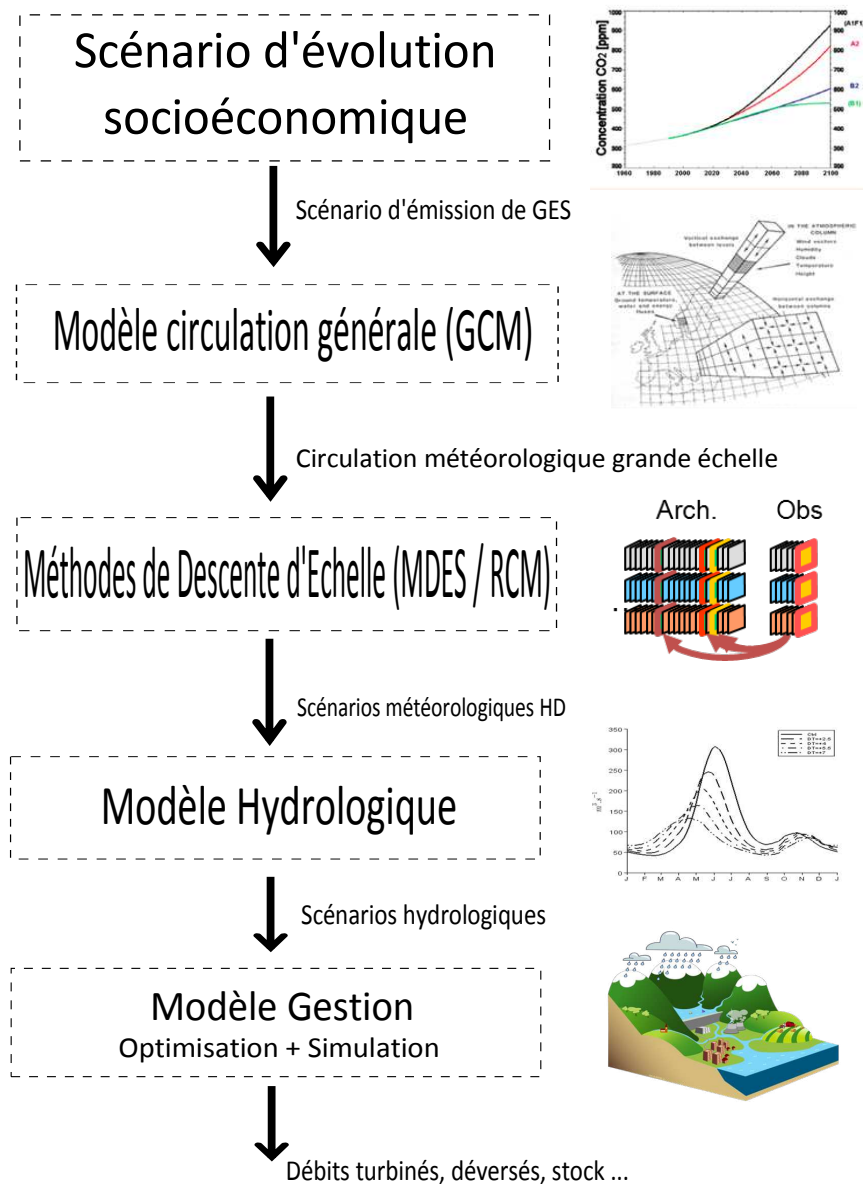


FIGURE 6.1 – Chaîne de simulation : GCM : Modèle de Circulation Générale ; MDES : Méthode de Descente d'Échelle Statistique ; RCM : Modèle de Climat Régional ;

En quelques mots, les RCMs sont assez similaires aux GCMs, mais leur extension spatiale est limitée à une région du globe seulement. Ces modèles sont forcés par les sorties d'un GCM *aux bords* du domaine étudié. Davantage d'éléments sur ces méthodes sont proposés par Christensen *et al.* [2007] ou encore Rummukainen [2010].

Les méthodes de descente d'échelle statistique (MDES) consistent à établir des relations empiriques entre les circulations à grande échelle et des variables météorologiques locales. Cela est possible du fait de la forte influence des situations météorologiques synoptiques sur les variables météorologiques locales (Hingray *et al.* [2009c]). Il existe de nombreux types de MDES parmi lesquels, les méthodes par *analogues*, les fonctions de transfert statistiques ou encore les générateurs de temps dont les paramètres sont basés sur une classification en types de temps. Du fait

de la nature incertaine du lien d'échelle, certaines de ces méthodes incluent un générateur stochastique qui permet de proposer, pour une situation atmosphérique de grande échelle donnée, plusieurs scénarios pour les variables météorologiques locales d'intérêts. De plus, différentes paramétrisations possibles d'une MDES donnée, conduisent encore au développement de différents scénarios. Dans la suite du document, une série temporelle de variables météorologiques locales obtenue par une chaîne de simulation GCM/MDES sera nommée *réalisation météorologique*, les variables météorologiques de grande échelle *prédicteurs*, et les variables météorologiques à échelle locale *prédicteurs*.

## 6.2. CHAÎNE DE SIMULATION RIWER2030

Le scénario d'émissions GES considéré dans le projet RIWER 2030 est le A1B (IPCC [2007a]). Ce scénario est caractérisé par une augmentation linéaire du  $CO_2$  atmosphérique de 380ppm en 2000 à 700ppm en 2100.

Les simulations météorologiques de grande échelle ont été réalisées sur la période 1860 – 2099. Elles sont issues du projet européen ENSEMBLES [2009] (expérience STREAM-2), et obtenues *via* un ensemble de GCMs exposés dans le Tableau 6.1. Le pas de temps de ces scénarios est journalier.

Institut	GCM	Run	Acronyme	RA	R0	Référence
CNRM (France)	CNRM-CM3.3	1	CNCM33-1	T63L31	2°L31	Salas-Melia <i>et al.</i> [2005]
		2	DMIEH5C-1			
DMI (Danemark)	ECHAM5-C	3	DMIEH5C-2	T31L19	3°L40	May [2008]
		3	DMIEH5C-3			
FUB (Allemagne)	EGMAM2	3	EGMAM2-3	T30L39	0.5/2.8°L20	Huebener <i>et al.</i> [2007]
IPSL (France)	IPSL-CM4-v2	1	IPCM4-1	N72L19	2°L31	Dufresne <i>et al.</i> [2005]
MPI (Allemagne)	ECHAM5-C	1	MPEH5C-1	T31L19	3°L40	Brasseur et Roeckner [2005]

TABLEAU 6.1 – Liste des GCMs utilisés dans cette étude. Ces GCMs ont été utilisés par le groupe d'expériences STREAM-2 du projet ENSEMBLES [2009]. Le scénario GES utilisé est le A1B. Résolution atmosphérique (RA) et océanique (RO)

Comme énoncé précédemment, les simulations météorologiques de grande échelle doivent être descendues en échelle *via* une MDE afin d'être utilisées en aval de la chaîne de simulation. Les MDE utilisées dans cette étude sont statistiques. Elles ont été adaptées pour la génération de scénarios sur la Durance amont dans le cadre du projet RIWER 2030.

Institut	Modèle	Version	Méthode	PGE
CERFACS	Dsclim	10	Types de temps + indices régionaux	$P_{SL}$
		21		$Z_{850}, Z_{500}$
LTHE	D2Gen	10	Fonctions de transfert statistiques	$P_{SL}, u_{700}, v_{700}$
		22		$P_{SL}, u_{700}, v_{700},$ $RH_{700}, q_{700}$
		32		$P_{SL}, u_{700}, v_{700},$ $RH_{700}, F_{700}$
EDF	Analog	20	Réchantillonnage d'analogues	$Z_{700}, Z_{1000}$

TABLEAU 6.2 – Liste des MDES utilisées dans cette étude. Prédicteurs Grande Echelle (PGE),  $Z_{500}, Z_{700}, Z_{850}, Z_{1000}$  les géopotentiels à 500, 700, 850 et 1000 *hPa*,  $P_{SL}$  la pression réduite au niveau de la mer,  $u_{700}, v_{700}$  les composantes zonales et méridiennes du vent géostrophique à 700 *hPa*,  $RH_{700}, q_{700}$  et  $F_{700}$  respectivement l'humidité relative, l'humidité spécifique et le flux d'humidité spécifique à 700 *hPa*

- Dsclim10 et Dsclim21 sont deux versions de la MDES Dsclim, principalement développée au CERFACS<sup>a</sup> par Boé *et al.* [2006]. La possibilité d'améliorer Dsclim sur la Durance a été explorée par Lafaysse [2011].
- Analog est une MDES de type analogue adaptée par EDF sur la base de la *méthode des analogues* développée en collaboration avec le LTHE pour la prévision probabiliste des précipitations (Obled *et al.* [2002]; Bontron [2004]).
- D2gen10, D2gen22 et D2gen32 sont trois versions d'une MDES développée par Mezghani et Hingray [2009]. Elles utilisent différents types de prédicteurs.

Ces différentes MDES ont été évaluées dans le cadre de RIWER 2030 sur leur capacité à reproduire en temps présent les variations observées des précipitations sur la Durance (Lafaysse [2011]; Bourqui *et al.* [2012]; Lafaysse *et al.* [2013]).

Les scénarios météorologiques à l'échelle du bassin de la Durance en amont de SP sont utilisés comme entrée au modèle hydrologique Cequeau présenté section 3.1. Une série temporelle d'apports, obtenue à partir d'une réalisation météorologique, sera nommée dans la suite du document, réalisation hydrologique. Par abus de langage, les termes généraux de *réalisations* ou de *réalisations MDES* pourront dans la suite du document être employés pour une réalisation météorologique et/ou une réalisation hydrologique.

a. Centre Européen de Recherche et de Formation Avancée en Calcul Scientifique

## 6.3. ÉVALUATION DE L'IMPACT HYDROLOGIQUE ET INCERTITUDES

L'utilisation d'une chaîne de simulation telle que présentée sur la Figure 6.1 implique, à chaque nouveau maillon, l'introduction d'incertitudes propres aux processus de chacun. L'incertitude concernant le scénario d'émissions de GES est *a fortiori* très importante. Elle n'est toutefois pas discutée dans ce document de thèse. Les résultats des analyses qui suivent, sont conditionnels au seul scénario A1B. La capacité des GCMs à reproduire la circulation de grande échelle est discutée par Lafaysse [2011] dans son document de thèse. Considérer plusieurs GCMs dans une analyse d'impacts permet de prendre en compte une partie de l'incertitude inhérente à ces simulations. Ainsi, chaque GCM permet d'obtenir une vision possible de l'avenir.

Contrairement à ce qu'il est communément admis, les incertitudes sur les projections associées au MDES (type de modèle, paramétrisation) sont pour certaines variables, du même ordre de grandeur que celles associées au GCMs (Lafaysse [2011]). La prise en compte de ces incertitudes, nécessite donc de considérer de fait plusieurs MDES, voir plusieurs paramétrisations d'une même MDES, ce qui nous a conduit à utiliser l'ensemble des MDES du projet RIWER 2030.

L'influence des circulations à grande échelle sur le bassin versant de la Haute-Durance n'influence pas autant les variables météorologiques locales que sur le reste de la France. Par exemple dans cette région montagneuse, le rôle du relief sur la variabilité temporelle et spatiale des précipitations est très important. Ainsi, Lafaysse [2011] montre dans son document de thèse qu'une génération multiple de réalisations météorologiques, est nécessaire pour expliquer un peu plus de 50 % de la variance des précipitations saisonnières.

En conclusion, les résultats produits par Lafaysse [2011] montrent le besoin de réaliser une analyse basée i) sur un ensemble de réalisations pour chaque chaîne de simulation GCM/MDES et ii) sur plusieurs chaînes GCM/MDES avec différents GCMs et différentes MDES.

Lafaysse [2011] a étendu son analyse en aval de la chaîne de modélisation en réalisant une évaluation hydrologique des réalisations météorologiques en temps présent. Le modèle hydrologique utilisé à cet effet est une adaptation (Lafaysse *et al.* [2011]) pour la Durance du modèle hydrologique opérationnel SIM (Habets *et al.* [2008]). Ses résultats sont présentés Figure 6.2. Pour cette évaluation, les circulations de grande échelle sont issues des réanalyses grande échelle NCEP<sup>a</sup> (Kalnay *et al.* [1996]). La MDES utilisée est Dsclim10 (Tableau 6.2). Un ensemble de 100 réalisations hydrologiques est ainsi présenté pour les années hydrologiques 2002 – 2003 et 2004 – 2005 sur cette Figure. La médiane des apports simulés (vert) reproduit assez bien les débits observés (aire grisée), à la fois lors d'une année humide (2002-2003) et lors d'une année plutôt sèche (2004-2005). De manière générale Lafaysse [2011] montre que la médiane des apports reproduit assez bien la variabilité inter-annuelle des apports observés. Cependant, la variabilité obtenue entre 100 réalisations hydrologiques est importante (e.g. les quantiles 5 et 95,

a. Les données issues de réanalyses sont issues de méthodes d'assimilation de données provenant de sources différentes, quelles soient observées ou modélisées. Les réanalyses permettent d'obtenir des données homogènes (i.e. aucune lacune spatiale ou temporelle) sur des périodes passées.

en rouge Figure 6.2, peuvent être relativement éloignés de la série observée). En conclusion de ces travaux, Lafaysse [2011] incite fortement à mettre en place une approche multi-réalisations hydrologiques, pour réaliser une étude d'impact. En d'autres termes, les résultats d'une analyse d'impact basée sur une seule réalisation, ce qui est communément le cas, ont de fortes chances de ne pas être *a priori* robustes.

L'utilisation de plusieurs modèles hydrologiques (i.e. différentes paramétrisations ou différentes structures de modèles) aurait certainement introduit un lot supplémentaire d'incertitudes (Coron *et al.* [2012]). Cependant, un seul modèle hydrologique (i.e. Cequeau) sera utilisé dans la suite des analyses.

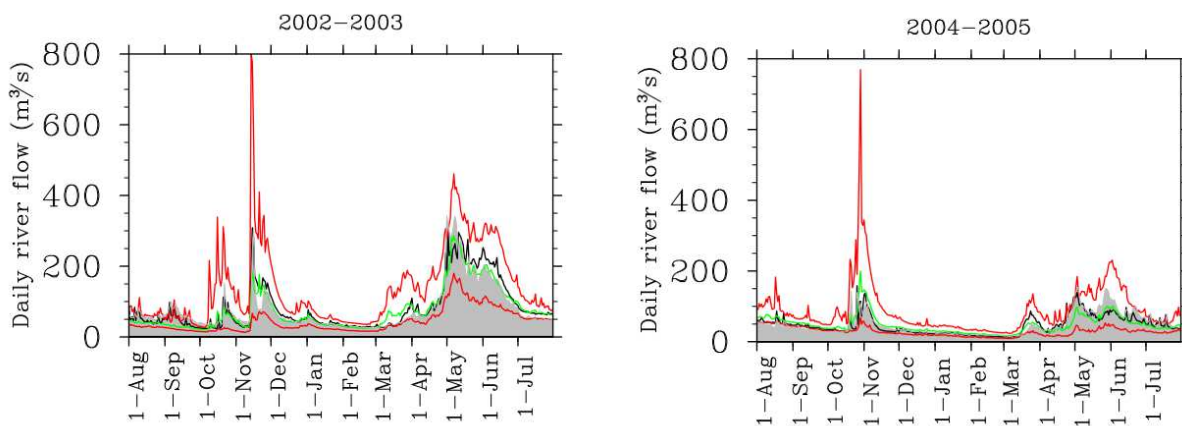


FIGURE 6.2 – Débits journaliers simulés par la chaîne de simulation NCEP+Dsclim10+ISBADurance : scénario médian en vert,  $Q_5$  et  $Q_{95}$  en rouge calculés sur un ensemble de 100 réalisations; Noir : Débits journaliers simulés par SAFRAN+ISBADurance et débits observés en aire grisée pour l'année hydrologique 2000 – 2001. D'après Lafaysse [2011].

## 6.4. STABILISATION DE L'ESTIMATION DE LA PERFORMANCE DES MODÈLES

Pour chacune des chaînes de simulation GCM/MDES décrits section 6.2, un ensemble de 100 réalisations météorologiques et hydrologiques a été généré au sein du projet RIWER 2030. Lafaysse [2011] conseille d'employer une approche multi-réalisations pour évaluer l'impact du changement de climat sur le régime des rivières. Cette approche doit-elle être également employée pour évaluer la performance de la gestion de SP? Nous tenterons de répondre à cette question à travers cette section. Les deux modèles considérés pour y répondre sont AC et AIC. Le modèle AIP présentant une signature et des critères de performance intermédiaires à ces derniers (section 5.3), les conclusions obtenues seront supposées également valables pour celui-ci.

Cette analyse est réalisée sur la période 1970-1999. Les prédicteurs utilisés sont issus des réanalyses NCEP. La MDES est Dsclim10 (Tableau 6.2).

## 6.4.1. Réalisations MDES et indicateurs de performance avec AC

### 6.4.1.a. Stabilité des indicateurs à la réalisation

Dans un premier temps, nous allons explorer la possibilité d'évaluer la performance du système modélisé de SP à partir d'une unique réalisation MDES avec le modèle AC.

La question est de savoir si l'emploi d'une unique réalisation MDES, en entrée des modèles de contraintes et d'usages et de gestion, permet une estimation robuste de la performance du système modélisé de SP. Si la réponse à cette interrogation était positive, cela impliquerait que les critères de performance estimés sont indépendants de la réalisation météorologique utilisée. Pour vérifier ou réfuter cette hypothèse, nous avons suivi cinq réalisations météorologiques (parmi les 100 réalisations générées par Dsclim10 dans le projet RIWER 2030) jusqu'à l'évaluation de la gestion de SP. Plus précisément pour chaque réalisation, nous avons i) calculé la stratégie de gestion en avenir certain (i.e. avec le modèle AC) correspondant aux chroniques de sollicitations (i.e. apports au réservoir et demande), ii) effectué la simulation de la gestion sur la période de 30 ans (1970-1999) et iii) calculé les indicateurs de performance correspondants (Figure 6.3).

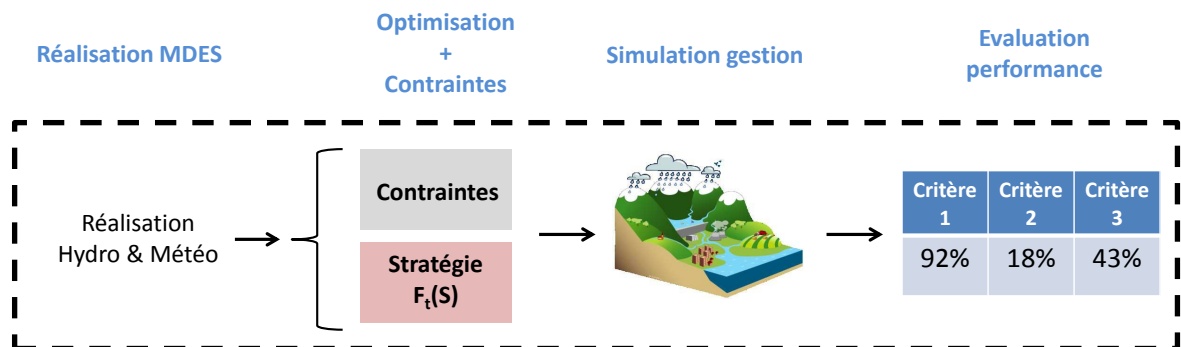


FIGURE 6.3 – Schéma de principe de l'évaluation de la performance de SP à partir d'une réalisation GCM/MDES.

Les scores de performance ainsi obtenus sont exposés dans le Tableau 6.3. Les critères de Fiabilité ( $Fia$ ) et de vulnérabilité ( $Vul_H$ ,  $Vul_M$ ) sont uniquement présentés vis-à-vis du respect de la cote touristique. La satisfaction totale du débit de dotation est effective pour l'ensemble des expériences réalisées dans ce chapitre.

En résultat de ce premier exercice, nous constatons que les écarts entre les valeurs des critères de performance obtenus pour différentes réalisations MDES, peuvent être importants. Ces écarts sont particulièrement élevés pour les critères de vulnérabilités et de volumes déversés. Sur la base de ces cinq réalisations, nous pouvons par exemple constater un facteur 20 entre les volumes déversés par la réalisation 4 et les réalisations 2 et 5 et un facteur 2 entre la vulnérabilité  $Vul_H$  des réalisations 2 et 3. Les variabilités des critères de revenus  $G_{HEP}$  et de fiabilité semblent moins importantes.



Réal	$G_{HEP}$	$V_{Dev}$	Fia	$Vul_H$	$Vul_M$
1	3.45	118	96.3	33.8	45.3
2	3.34	229	90.7	49.2	76.2
3	3.37	25	93.3	24.2	62.9
4	3.21	10	91.5	31.9	74.6
5	3.42	212	92.5	28.9	70.3

TABLEAU 6.3 – Évaluation de performance obtenue pour cinq réalisations MDES différentes. Indicateur de revenus  $G_{HEP}$  ( $10^{15}U.M$ ) ; Volume déversé  $V_{Dev}$  ( $Mm^3$ ) ; Fiabilité  $Fia$  (%) ; Vulnérabilité  $Vul_H$  et  $Vul_M$  ( $Mm^3$ ) ; Le numéro attribué à chacune des réalisations est arbitraire. Les meilleurs scores sont coloriés en vert, les plus faibles en bleu.

Afin de quantifier l'importance de ces variabilités, nous nous proposons donc d'étendre cet exercice à un plus grand nombre de réalisations. Le protocole exposé Figure 6.3 est ainsi appliqué aux 100 réalisations MDES générées avec Dsclim10 au sein du projet RIWER 2030. Les moyennes  $\mathcal{M}$  (Équation 6.1) et coefficients de variation  $Cv$  (Équation 6.2) des indicateurs de performance sont établis dans le Tableau 6.4.

$$\mathcal{M}_{Crit}^{N_R} = \frac{1}{N_R} \sum_{n=1}^{n=N_R} Crit(n) \quad (6.1)$$

avec  $Crit$  un critère de performance,  $n$  l'indice d'une réalisation particulière,  $N_R$  le nombre de réalisations utilisées (dans l'exemple présenté,  $N_R = 100$ ) et  $\mathcal{M}_{Crit}^{N_R}$  la moyenne du critère de performance calculée sur la base des  $N_R$  réalisations.

$$Cv_{Crit}^{N_R} = \frac{\sigma_{Crit}^{N_R}}{\mathcal{M}_{Crit}^{N_R}} \quad (6.2)$$

avec  $\sigma_{Crit}^{N_R}$ , l'écart type du critère  $Crit$  et  $Cv_{Crit}^{N_R}$  le coefficient de variation du critère  $Crit$ , calculés sur la base des  $N_R$  réalisations MDES .

	$G_{HEP}$	$V_{Dev}$	Fia	$Vul_H$	$Vul_M$
$\mathcal{M}$	3.33	65	92.6	40.2	97
Cv	0.02	1	0.03	0.3	0.4

TABLEAU 6.4 – Évaluation de performance obtenue pour cent réalisations MDES avec AC. Indicateur de revenus  $G_{HEP}$  ( $10^{15}U.M$ ) ; Volume déversé  $V_{Dev}$  ( $Mm^3$ ) ; Fiabilité  $Fia$  (%) ; Vulnérabilité  $Vul_H$  et  $Vul_M$  ( $Mm^3$ ) ;  $\mathcal{M}$  : Moyenne ; Cv : Coefficient de variation

Sur la base des 100 réalisations MDES utilisées, nous constatons que les critères de revenus  $G_{HEP}$  et de fiabilité  $Fia$  affichent une variabilité très limitée ( $Cv = 0.02$  pour  $G_{HEP}$  et  $Cv = 0.03$  pour  $Fia$ ). Si l'évaluation de la performance de la gestion de SP était basée uniquement sur ces deux critères, l'utilisation d'une unique réalisation MDES pour l'évaluer, pourrait être justifiée.

Cependant, Jain et Bhunya [2008] expliquent que l'utilisation du seul critère de fiabilité ne permet pas de décrire de façon exhaustive les forces et faiblesses d'un système de gestion. Les fortes variabilités constatées des indicateurs de vulnérabilités et de volumes déversés, leur donnent ici raison. En effet, les coefficients de variation des vulnérabilités  $Vul_H$  et  $Vul_M$  et des volumes déversés  $V_{Dev}$  sont respectivement de l'ordre est 0.3, 0.4 et 1. Un tel résultat signifie par exemple que deux réalisations peuvent présenter des fiabilités très proches mais des vulnérabilités très différentes.

Dans ce cas, l'évaluation de ces critères sur la base d'une seule réalisation MDES, n'est *a priori* pas robuste. En conséquence de quoi, il est nécessaire de considérer, comme le préconisaient Lafaysse *et al.* [2013] pour l'impact hydrologique, une approche multi-réalisations MDES, afin d'évaluer i) une performance moyenne et si possible ii) la distribution de cette performance. De plus, il est tout à fait probable que l'apparente stabilité des critères  $G_{HEP}$  et  $Fia$  ne soit plus vérifiée dans un nouveau contexte climato-économique. Considérant une approche multi-réalisations, ces critères seront, dans la mesure du possible, évalués par leur distribution, tout comme les critères  $V_{Dev}$ ,  $Vul_H$  et  $Vul_M$ . Le protocole d'analyse dans ce cas, est celui décrit Figure 6.4, qui est une généralisation de l'expérience Figure 6.3.

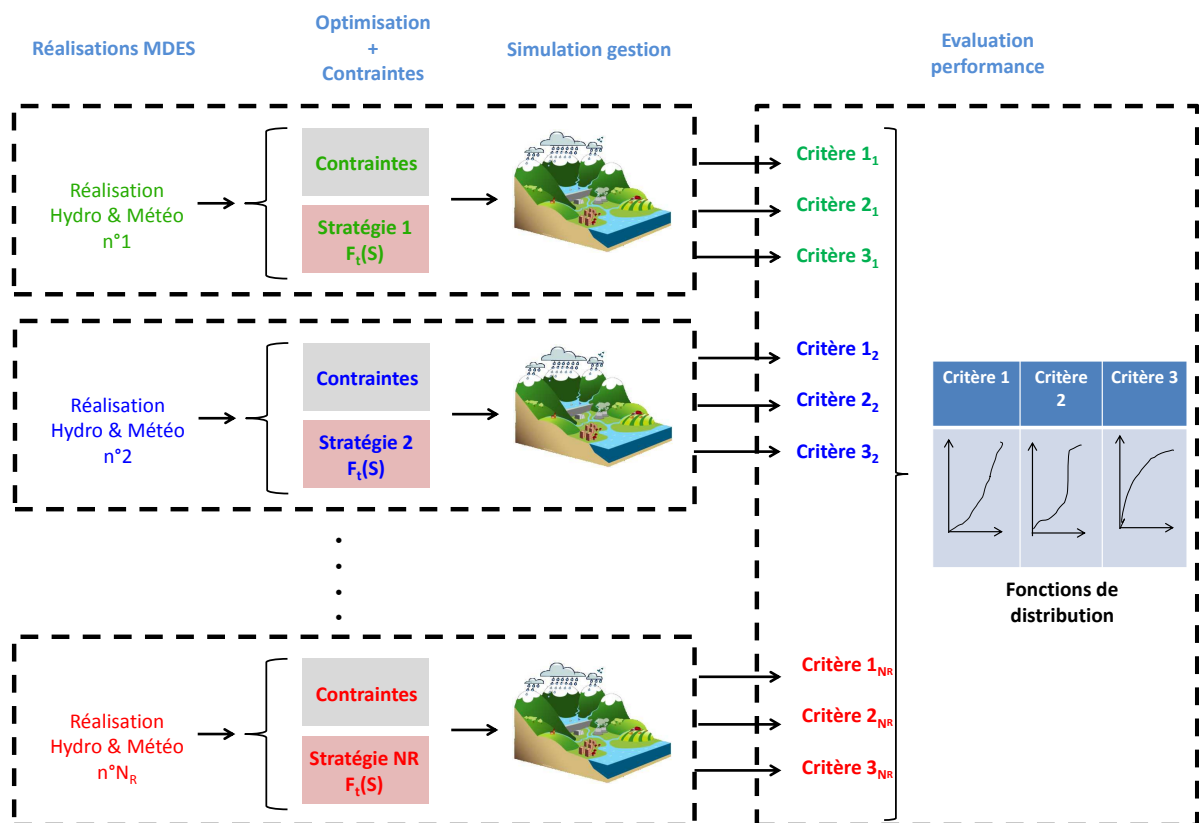


FIGURE 6.4 – Schéma de principe de l'évaluation de la performance du système modélisé de SP à partir d'un ensemble de réalisations GCM/MDES. Une estimation de la performance du système modélisé est réalisée pour les  $N_R$  réalisations MDES considérées. A partir de ces estimations, la performance est discutée en terme de performance moyenne et de fonctions de distribution des différents critères de performance.

La variabilité des réalisations MDES se répercute-t-elle sur les signatures de stock ? Ces dernières, sont présentées sur la Figure 6.5a. Une variabilité est constatée, particulièrement à la fin de la période hivernale : l'écart maximal, entre les deux courbes enveloppes, est de l'ordre de  $100 \text{ Mm}^3$ . Durant la période estivale, la gestion de la cote touristique engendre en revanche une variabilité inter-signatures très réduite.

Les variables d'intérêt de la gestion étant parfaitement connues par le modèle AC, la variabilité des signatures de stock pourrait résulter de la variabilité inter-réalisations de la climatologie des apports entrants sur la période 1970-1999. Dans son document de thèse, Lafaysse [2011] explique que 100 réalisations hydrologiques sont nécessaires pour obtenir une médiane proche des débits simulés à partir des variables météorologiques observées. Comme le rappelle Parent [1991] dans son manuscrit de thèse, un barrage permet d'absorber la variabilité des apports en stockant de l'eau à une certaine période pour la redistribuer à une autre. Ce processus entraîne une variabilité des signatures de stock, sur la base des 100 réalisations MDES, bien plus faible que celle des apports simulés entrant dans le réservoir.

La faible variabilité constatée durant la période estivale, n'aurait pu laisser présager les variabilités importantes des indicateurs de vulnérabilités et de déversements constatées dans le Tableau 6.4. En dépit du fait que les signatures de stock soient très pratiques pour synthétiser le mode de fonctionnement d'une retenue, ces résultats démontrent l'importance de les associer, à des critères de performance quantitatifs pour évaluer la performance d'un système.

Une évaluation quantitative de la similarité entre deux signatures de stock peut aussi être réalisée. Le critère de Nash a été calculé entre chaque couple de signatures de stock. La fonction de répartition des critères de Nash est représentée sous forme de tirets sur la Figure 6.5b. Ces valeurs de Nash sont relativement élevées. Bien que ces fortes valeurs soient toutefois à considérer sévèrement étant donné la forte saisonnalité de la variable de stock simulée (Gupta *et al.* [2009]), seulement 10 % des couples de signatures de stock affichent une valeur de Nash inférieure à 0.995, ce qui traduit toutefois une variabilité plutôt limitée.

#### **6.4.1.b. Évaluation du nombre de réalisations nécessaires à la stabilisation des critères**

Les résultats obtenus section 6.4.1.a sur la base de 100 réalisations MDES nous ont montré la nécessité d'effectuer une approche multi-réalisations afin de prendre en compte la variabilité des critères  $Vul_H$ ;  $Vul_M$  et  $Q_{Dev}$ . Dans une moindre mesure cela permettrait également de considérer la variabilité, même réduite, des signatures de stock et des critères  $G_{HEP}$  et  $Fia$ .

En aval de ce constat, une question sous-jacente est de savoir combien de réalisations sont nécessaires pour avoir une évaluation robuste i) de la performance moyenne (i.e. des moyennes des critères de performance et d'une signature moyenne de stock, calculées à partir d'un ensemble de réalisations MDES) et ii) des variabilités associées (i.e. les distributions des critères de performance). Ce questionnement est d'autant plus nécessaire que, les différents calculs nécessaires aux estimations de la performance du système modélisé de SP, sont très coûteux en temps de calcul.

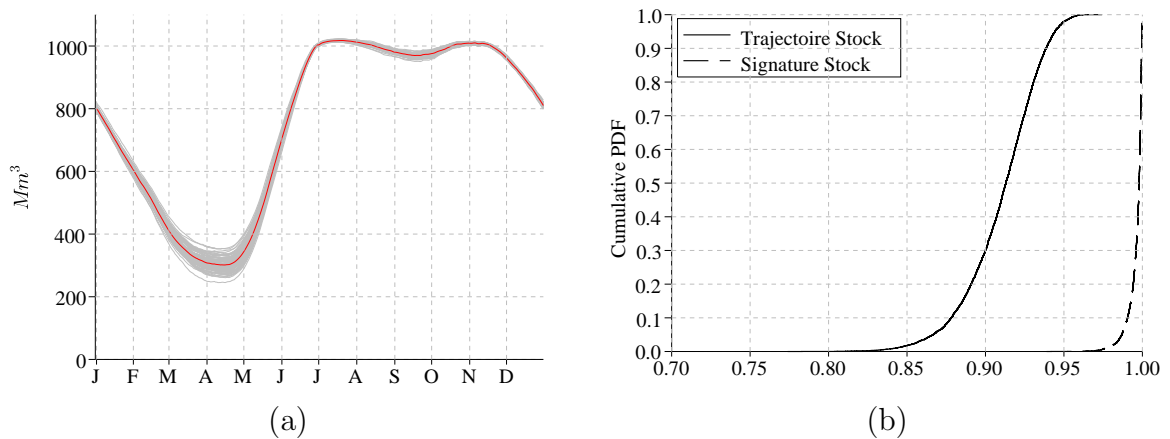


FIGURE 6.5 – (a) Signatures de stock obtenues pour chacune des réalisations MDES (gris). La courbe rouge représente la signature moyenne; (b) Fonction de répartition des Nash croisés des signatures de stock (tirets) sur la période 1970-1999. Pour information, la distribution des Nash obtenus entre les différentes trajectoires sur la période 1970-1999 est exposée en trait plein. Les commentaires dans ce cas sont similaires à ceux réalisés concernant les signatures de stock, avec toutefois une variabilité plus importante (30 % des couples de trajectoires de réserve présentent une valeur de Nash inférieure à 0.9). Au total, ces distributions de Nash sont composées de  $(100 \times 99)/2$  valeurs.

Pour répondre à ces interrogations, un ensemble élargi de 1000 réalisations MDES, toujours générées avec la chaîne NCEP/Dsclim10, est utilisé.

Pour un certain nombre de réalisations MDES considérées, l'évaluation de la performance doit être la plus proche possible, de celle qui aurait pu être obtenue, avec une infinité de réalisations. Il n'est certainement pas nécessaire de considérer une infinité de réalisations pour avoir une évaluation robuste de la performance. Cette condition devrait *a priori* être satisfaite dès lors que, le nombre de réalisations MDES utilisé intercepte la variabilité interne de la MDES. Ce nombre étant inconnu, nous faisons ici l'hypothèse que le nombre de 1000 réalisations satisfait cette condition. Les distributions des critères de performance sont illustrées dans le Tableau 6.5 par leur moyenne et leur coefficient de variation. Le nombre en gras est le seul qui diffère de l'évaluation réalisée pour 100 réalisations MDES Tableau 6.4. Cette évaluation est considérée être la référence. Dans la suite de l'analyse, nous supposons que les distributions des critères de performance peuvent être caractérisées par leur valeur moyenne et leur coefficient de variation.

	$G_{HEP}$	$V_{Dev}$	Fia	$Vul_H$	$Vul_M$
$\mathcal{M}$	3.33	<b>70</b>	92.6	40.2	97
Cv	0.02	1	0.03	0.3	0.4

TABLEAU 6.5 – Évaluation des critères de performance obtenus pour 1000 réalisations MDES avec le modèle AC. Indicateur de revenus  $G_{HEP}$  ( $10^{15}U.M$ ); Volume déversé  $V_{Dev}$  ( $Mm^3$ ); Fiabilité  $Fia$  (%); Vulnérabilité  $Vul_H$  et  $Vul_M$  ( $Mm^3$ ); Le nombre en gras est le seul qui diffère de l'évaluation réalisée pour 100 réalisations MDES Tableau 6.4.  $\mathcal{M}$  : Moyenne; Cv : Coefficient de variation

Désignons un ensemble quelconque de réalisations MDES parmi les 1000, sous le terme de "panier MDES". La taille  $N_R$  d'un panier MDES, fait référence au nombre de réalisations présentes dans ce dernier. Les résultats présentés dans le Tableau 6.4, correspondent donc aux résultats issus avec un panier MDES de taille  $N_R = 100$  et ceux présentés dans le Tableau 6.5 à un panier de taille  $N_R = 1000$ . Nous pouvons noter dès à présent que l'évaluation réalisée sur la base de 100 réalisations MDES, est très proche de celle de référence, et pourrait donc être satisfaisante. Cependant, deux questions se posent :

- Les faibles écarts observés, entre les critères de performance de ce panier particulier de 100 réalisations MDES et ceux de l'ensemble de référence sont-ils dus au "hasard"? Compte tenu du fait que nous souhaitons évaluer la performance du système modélisé à partir d'un unique panier, il est nécessaire pour une taille  $N_R$  fixée, que la performance estimée soit indépendante du panier considéré.
- Si tel n'est pas le cas, est-il possible d'obtenir de tels scores avec un panier de taille inférieure? Si oui, sous quelle marge d'erreur?

Dans le but de répondre à ces deux interrogations, nous avons procédé à un ré-échantillonnage aléatoire des réalisations MDES, considérant différentes tailles de panier. Les tailles de paniers explorées sont : 5 ; 10 ; 20 ; 30 ; 50 ; 100 ; et 200. L'évaluation des critères de performance a été réalisée pour 100 paniers MDES différents de chaque taille. Par chaque taille  $N_R$  de panier, cent valeurs de  $\mathcal{M}^{N_R}$  et  $Cv^{N_R}$  sont ainsi calculées. Il est donc possible de calculer la distribution des  $\mathcal{M}^{N_R}$  et  $Cv^{N_R}$  pour chaque taille  $N_R$ . La convergence de ces distributions, en augmentant la taille  $N_R$  des paniers MDES, est affichée Figure 6.6, sous formes de "boîtes à moustaches"<sup>a</sup>.

Le premier résultat que nous pouvons extraire des graphiques Figure 6.6, est de constater que tous les paniers de taille 100 présentent des critères très proches de la référence. La bonne représentation des distributions obtenues pour le panier particulier de 100 réalisations MDES, utilisé section 6.4.1.a, n'est pas due au hasard. Nous pouvons donc conclure sur le fait que l'estimation de la performance obtenue avec un panier quelconque de taille  $N_R = 100$  est robuste, ce qui rejoint les travaux de thèse de Lafaysse [2011].

Cette série de graphiques valide également ce que nous avons présagé section 6.4.1.a. A savoir qu'un panier de taille très réduite (e.g. 5 réalisations), fournit des valeurs très correctes des critères  $G_{HEP}$  et  $Fia$  (l'erreur sur la moyenne est largement inférieure à 5 % (lignes bleues Figure 6.4.1.a de gauche (cela n'est pas vrai pour les autres critères). Cependant l'erreur sur la distribution (coefficient de variabilité  $Cv$ ) peut être importante et largement supérieure à 10 %.

---

a. Également appelées *diagramme en boîte*, *boîte de Tukey* ou *box plot*

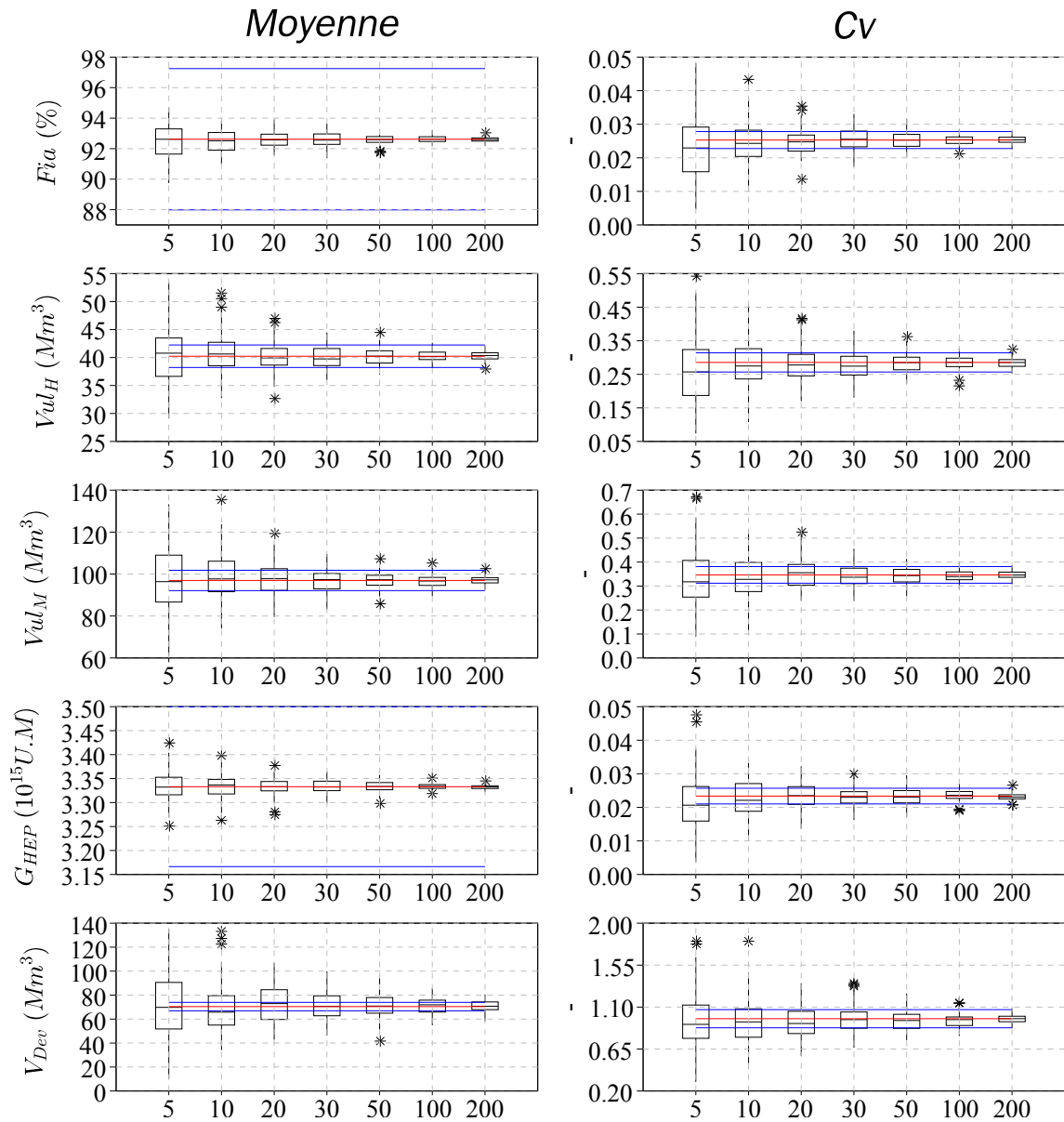


FIGURE 6.6 – Évolution des distributions des critères de performance en fonction de la taille du panier MDES (en abscisse). Pour chaque taille de panier, 100 paniers MDES sont considérés pour construire ces "boîtes à moustaches". Les distributions de critères sont caractérisées par leur moyenne (colonne de gauche) et leur coefficient de variation (colonne de droite). Les lignes rouges représentent les valeurs obtenues pour le panier unique de taille égale à 1000. Les lignes bleues représentent un écart à 5 % par rapport à la performance moyenne obtenue avec 1000 réalisations et un écart de 10% sur les coefficients de variation Cv.

En acceptant une tolérance de 5 % et de 10 %, respectivement sur les moyennes et les distributions des autres critères de performance (coefficient de variation), il est possible d'évaluer la performance moyenne du système modélisé de SP avec un nombre de réalisations largement inférieur à la configuration de référence. Effectivement, excepté l'indicateur de déversements, une taille de panier  $N_R$  égale à 20 ou 30, permet d'obtenir des distributions de critères de performance, dont les moyennes et coefficients de variation sont, dans plus de 50 % des cas, dans

ces gammes d'erreurs. L'erreur maximale d'estimation des critères moyens, est dans tous les cas inférieure à 10 %.

La signature de stock peut également être calculée, non plus sur la base d'une seule réalisation d'une période donnée, mais en considérant un ensemble de réalisations. Dans cette configuration, une signature de stock moyenne sur l'ensemble du panier, est calculée. La procédure utilisée pour estimer les distributions des critères de performance est ici appliquée à l'estimation de la signature moyenne de stock. La Figure 6.7 illustre l'influence de la taille du panier MDES sur la signature moyenne de stock calculée sur la base de  $N_R$  réalisations. De nouveau, la signature moyenne de stock est calculée pour 100 paniers différents de  $N_R$  réalisations. Les signatures moyennes ainsi obtenues sont exposées en gris Figure 6.7. Sur chacun des graphiques Figure 6.7 la signature rouge est la signature moyenne obtenue sur la base du panier unique de 1000 réalisations.

Nous constatons Figure 6.7 que les signatures moyennes de stock convergent vers la signature moyenne de référence lorsque la taille  $N_R$  du panier MDES augmente. A partir de  $N_R = 5$  l'écart maximal entre les deux signatures moyennes *enveloppes* n'est plus que de  $50Mm^3$ . A partir d'une taille de 20 réalisations MDES, l'écart entre les différentes signatures moyennes devient négligeable.

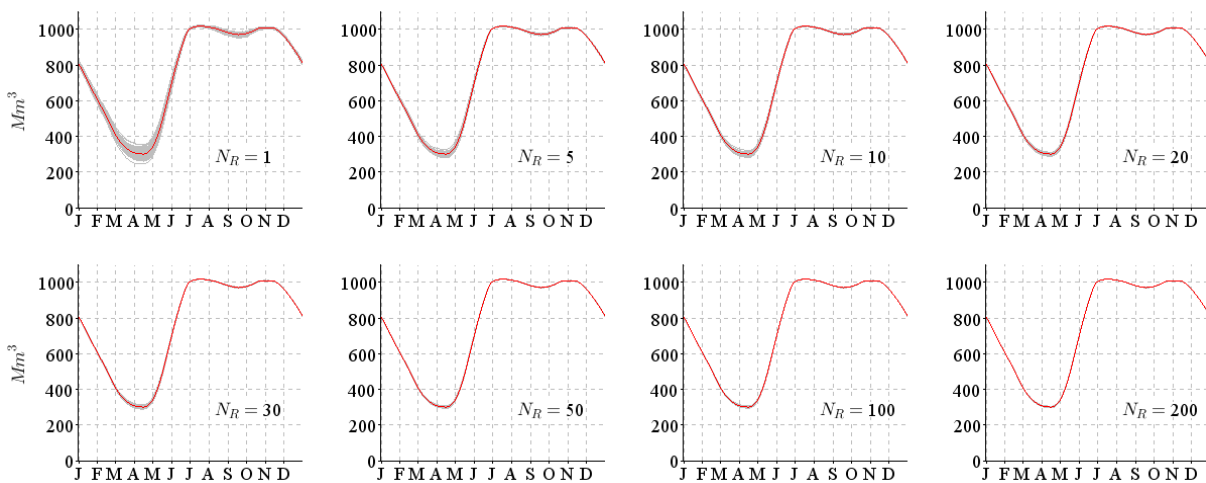


FIGURE 6.7 – Influence de la taille  $N_R$  du panier MDES pour calculer une signature moyenne de stock. Pour chaque fenêtre graphique,  $N_R$  représente la taille du panier MDES. Pour chaque taille de panier, 100 signatures moyennes de stock sont exposées (courbes grises). Les courbes rouges représentent la signature moyenne obtenue sur la base du panier unique de taille 1000. Cette signature sert ici de référence.

Une manière directe de quantifier ces écarts, est de comparer chacune des signatures, par un critère de Nash avec la signature de référence. Les résultats de cette analyse sont exposés sur la Figure 6.8a. A partir d'une taille de panier MDES égale à 20, les valeurs de Nash sont toutes supérieures à 0.999. Nous constatons également une variabilité très réduite des valeurs de Nash à partir de cette taille de panier, au contraire des tailles inférieures ou égales à 10 réalisations, qui présentent une variabilité plus importante. Pour information, des résultats similaires sont

obtenus en considérant les trajectoires moyennes de réserves calculées pour les différents paniers, avec toutefois des valeurs de Nash légèrement plus faibles (Figure 6.8b).

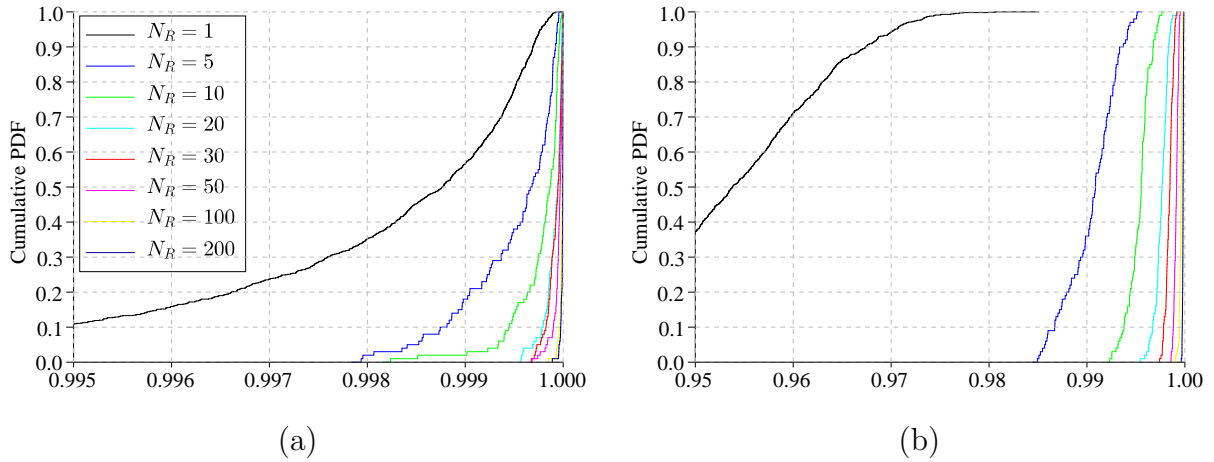


FIGURE 6.8 – Évolution des distributions des critères de Nash obtenus entre (a) les signatures moyennes et la signature moyenne de référence, et (b) les trajectoires moyennes et la trajectoire moyenne de référence (i.e. calculée sur la base du panier unique de 1000 réalisations).

#### 6.4.1.c. Conclusion : Évaluation AC

La stabilisation des signatures moyennes de stock (Figure 6.7) et des trajectoires moyennes de réserve (Figure 6.8) est obtenue pour une taille de  $N_R$  supérieure à 20 réalisations MDES. Les scores de performances sont stabilisés à partir de 30 réalisations avec, pour plus de 50 % des cas, une erreur d'estimation des distributions des critères inférieure à 5 % (l'erreur maximale est, dans ce cas, toujours inférieure à 10 %). Pour analyser la modification de la performance en climat modifié nous considérerons une taille de panier  $N_R = 30$ . L'utilisation de ce nombre réduit de réalisations MDES n'est pas handicapante pour la suite des analyses car l'erreur d'estimation réalisée sur les moyennes et distributions des critères est, comme nous le verrons dans les chapitres 7 et 8, largement inférieure à la dégradation de la performance du système modélisé de SP en climat modifié.

### 6.4.2. Réalisations MDES et indicateurs de performance avec AIC

En opérationnel, sous l'hypothèse de stationnarité du contexte climato-économique, la construction des règles de gestion est généralement réalisée à partir d'un historique le plus long possible (une analyse sur l'influence de la taille de l'historique sur les règles de gestion est présentée en Annexe A.7). Cela permet d'intercepter de possibles variabilités basses fréquences, même au sein d'un contexte stationnaire. Dans un contexte non stationnaire, il peut être opportun de réduire l'historique afin ne pas introduire dans le calcul de la stratégie de gestion, des années n'étant



plus représentatives du contexte climatique en cours<sup>a</sup>. Arbitrairement, dans la suite des travaux réalisés dans cette thèse, l'historique sera pour cette raison limité à  $N_s$  années (avec  $N_s = 30$ ), période durant laquelle nous supposerons le climat stationnaire et représentatif d'un climat ce qui est généralement le cas (WMO [2007]) bien que cette durée soit aujourd'hui sujet à question (Livezey *et al.* [2007]; Arguez et Vose [2011]).

La période utilisée pour construire la stratégie du modèle AIC est la même que celle utilisée durant l'étape de simulation (i.e. 1970-1999). Il est vrai que, l'utilisation de la même période temporelle durant les étapes d'optimisation et de simulation de la gestion, n'est pas réaliste. Cependant, un tel procédé n'enlève rien quand à la nature de l'exercice proposé dans cette section, qui est de stabiliser l'évaluation de la performance du système modélisé de SP à partir du modèle AIC. Ce choix permettra cependant de faciliter la comparaison des résultats avec ceux obtenus par le modèle AC section 6.4.1 : les stratégies des deux modèles étant calculées sur les mêmes périodes. Notons tout de même que la différence d'estimation de la performance des modèles AIC et AC n'est pas l'objet du présent chapitre. Il s'agit au contraire de réussir à stabiliser l'estimation de la performance du modèle AIC (signatures moyennes de stock, moyennes et distributions des critères de performance).

Les résultats obtenus pour le modèle AC nous incite à ne considérer dans cet exercice, qu'un ensemble de 100 réalisations MDES. Une expérience en Annexe A.8 démontre qu'un tel ensemble de réalisation peut bien être pris comme référence.

#### **6.4.2.a. Évaluation du nombre de réalisations nécessaires à la stabilisation des critères**

Considérant le modèle AIC, l'évaluation de la performance du système modélisé de SP est réalisée selon le protocole présenté précédemment Figure 6.4. Pour rappel, l'estimation de la performance du système modélisé de SP est effectuée sur la base des 100 réalisations de la période 1970-1999, initialement générées avec Dsclim10 dans le cadre du projet RIWER 2030<sup>b</sup>. Le résultat de cette estimation de la performance du modèle AIC (i.e. les moyennes des critères de performance et les coefficients de variations associés), est exposé dans le Tableau 6.6. Les 100 signatures de stocks résultantes des 100 simulations de gestion, sont présentées sur la Figure 6.9a et les distributions de Nash croisés entre les différents couples de signatures de stock, sur la Figure 6.9b.

---

a. Cette question est d'ailleurs d'actualité pour les gestionnaires des systèmes de gestion réels. D'autres solutions peuvent exister comme l'utilisation de scénarios simulés.

b. Ces réalisations sont les mêmes que celles utilisées section 6.4.1.a pour calculer la performance estimée par le modèle AC

	$G_{HEP}$	$V_{Dev}$	Fia	$Vul_H$	$Vul_M$
$\mathcal{M}$	3.22	1308	86.6	82	249
Cv	0.02	0.3	0.04	0.4	0.5

TABLEAU 6.6 – Évaluation de performance obtenue pour cent réalisations MDES avec AIC. Indicateur de revenus  $G_{HEP}$  ( $10^{15}U.M$ ); Volume déversé  $V_{Dev}$  ( $Mm^3$ ); Fiabilité  $Fia$  (%); Vulnérabilité  $Vul_H$  et  $Vul_M$  ( $Mm^3$ );  $\mathcal{M}$  : Moyenne; Cv : Coefficient de variation

Les coefficients de variations Cv des critères de performance obtenus avec AIC sont relativement proches de ceux obtenus par AC (Tableau 6.4). Excepté pour le critère de déversement  $V_{Dev}$  pour lequel la variabilité est diminuée d'un facteur trois (i.e. Cv = 0.3 plutôt que 1), les coefficients de variation augmentent tout de même légèrement. Les similarités constatées entre les estimations de performance des modèles AC et AIC, en terme de variabilité, pourraient laisser envisager, tout comme pour le modèle AC, une variabilité inter-signatures de stock limitée comme présentée Figure 6.5a. Cela n'est pas le cas.

En effet, nous pouvons constater Figure 6.9a que les signatures de stock obtenues par le modèle AIC présentent une variabilité beaucoup plus importante que celle obtenue avec AC (Figure 6.5a). L'écart maximal entre les deux signatures de stock enveloppes est de  $400 Mm^3$  au lieu de seulement  $100 Mm^3$  avec AC. Toujours pour le modèle AC (Figure 6.5b), l'ensemble des couples de signatures de stock présente une valeur de Nash supérieure à 0.95 (Figure 6.5b) contre seulement 50 % des couples de signatures AIC (Figure 6.9b).

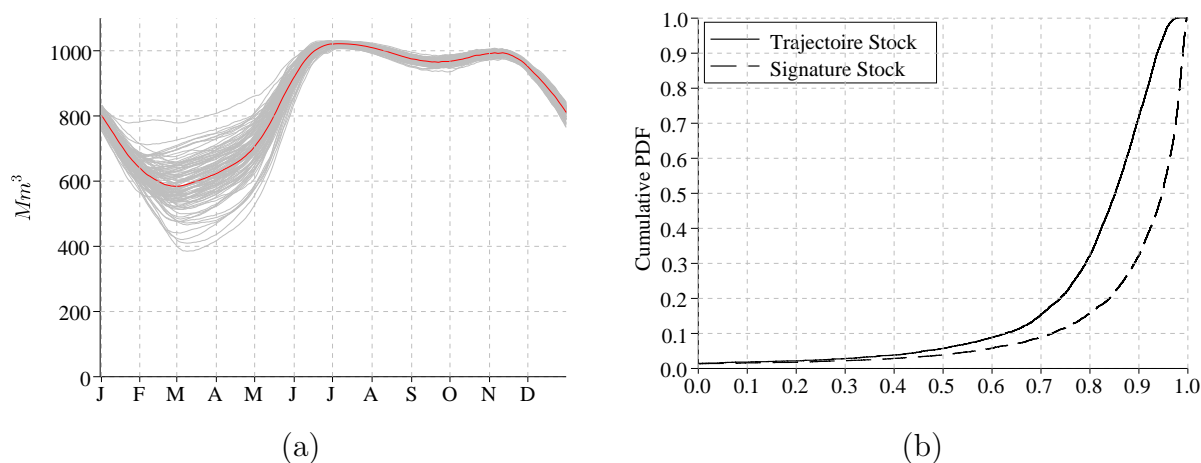


FIGURE 6.9 – (a) Signatures de stock obtenues pour chacune des 100 réalisations MDES (gris) avec AIC. La courbe rouge représente la signature moyenne calculée sur la base des 100 réalisations MDES; (b) Fonction de répartition des Nash croisés des signatures de stock (tirets) sur la période 1970-1999. Pour information, la distribution de Nash croisés des trajectoires de réserve (trait plein) est également présentée sur cette Figure. Tout comme les signatures de stock, la variabilité inter-trajectoires est plus importante pour le modèle AIC que pour le modèle AC (70 % des couples de trajectoires de réserves AIC, présentent une valeur de Nash inférieure à 0.9 contre seulement 30 % avec AC).

Comment expliquer la forte variabilité des signatures de stock obtenues avec les modèles AIC, alors que celle-ci est limitée dans le cas de AC ?

Les stratégies de gestion AIC, résultant de la climatologie des historiques, sont des suspects de premiers choix. Afin de mieux appréhender le rôle des stratégies de gestion AIC comme source de la forte variabilité des signatures de stock, une unique réalisation de 30 ans est maintenant simulée, en utilisant durant l'étape de simulation, les 100 stratégies de gestion préalablement calculées (voir image Figure 6.10a). Les signatures de stocks obtenues sont présentées Figure 6.10b.

Excepté durant la période estivale, les signatures obtenues Figure 6.10b sont quasi-identiques à celles obtenues en optimisant et simulant indépendamment 100 réalisations différentes (Figure Figure 6.9a). Un tel résultat confirme la forte influence des stratégies de gestion sur la signature de stock. Un résultat similaire est largement discuté par Wolfgang *et al.* [2009]. Une interprétation trop rapide de ce résultat conduirait à uniquement expliquer la variabilité inter-signatures de stock par une climatologie des variables d'intérêt de la gestion très différente d'une réalisation à une autre. Cependant si tel avait été le cas, la variabilité inter-signatures de stock obtenues avec AC auraient également été importante, ce qui n'est pas le cas (6.5)

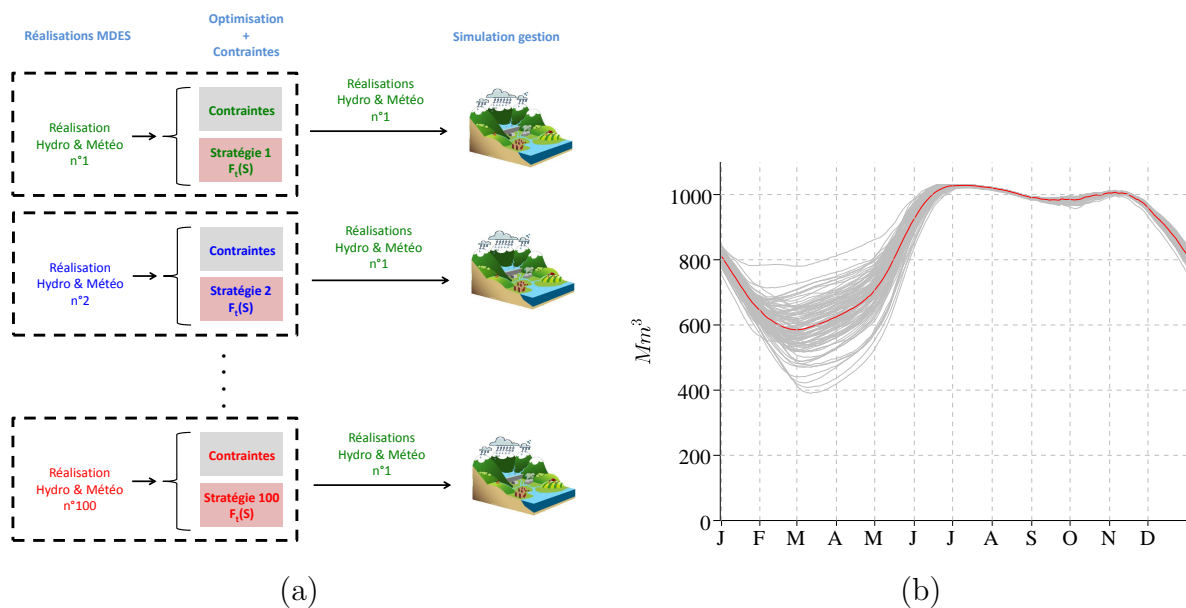


FIGURE 6.10 – (a) Principe de l'exercice : 100 stratégies de gestion AIC sont calculées à partir des 100 réalisations MDES. Chacune des stratégies est ensuite utilisée en phase de simulation en ne considérant uniquement qu'une seule des réalisations. (b) Signatures de stock (gris). Ces signatures de stock sont obtenues après simulation d'une unique réalisation MDES mais des 100 stratégies AIC calculées indépendamment sur chacune des 100 réalisations MDES. La courbe rouge représente la moyenne de ces signatures

Au contraire, cette forte variabilité pourrait résulter de la variabilité pouvant exister entre les stratégies de gestion, établies à partir de réalisations différentes, en particulier du fait que la stratégie de remplissage utilisée par AIC est probabiliste<sup>a</sup>. Si tel est le cas, la variabilité inter-réalisations des apports nets<sup>b</sup> entrant dans la retenue en phase d'optimisation, devrait fortement conditionner les signatures de stock. Cette hypothèse est explorée section 6.4.2.b.

#### 6.4.2.b. Variabilité Signatures & Apports nets

Peut-on expliquer la variabilité inter-signatures de stocks obtenues après simulation d'une unique réalisation (Figure 6.10b), par la variabilité inter-réalisations des apports nets entrant dans la réserve durant la phase d'optimisation ?

Pour répondre à cette question, il est dans un premier temps, nécessaire de calculer une signature des apports nets pour chacune des réalisations MDES. Une fois ce travail réalisé, une expérience sera conduite pour comparer la variabilité des signatures de stock à celle des signatures des apports nets.

Par exemple, nous pouvons considérer comme signature le cycle inter-annuel des apports nets médians sur la période 1970-1999. Pour une réalisation donnée, cette signature est présentée en rouge Figure 6.11a. Sur cette Figure, les apports nets des 30 années de la période 1970-1999 sont exposés en gris du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre. Les simulations de gestion étant toutes guidées par la même réalisation (Figure 6.10a), la variabilité inter-signatures de stock durant les mois de juillet et d'août est inexistante<sup>c</sup>. En conséquence de quoi, ces deux mois n'ont pas été pris en compte dans la suite de l'analyse.

La variabilité inter-réalisations des signatures d'apports nets médians est illustrée Figure 6.11b. Sur cette Figure, les signatures des apports nets médians obtenues pour chacune des 100 réalisations, sont exposées en gris. La signature des apports nets médians en rouge est celle présentée pour la réalisation particulière Figure 6.11a.

---

a. Comme expliqué chapitre 4, la courbe guide de remplissage AIC, est calculée à partir des apports nets  $Q_{net}$  de l'historique (équation 3.4). Elle est utilisée tout les ans en simulation, et permet une satisfaction de la cote touristique au 1<sup>er</sup> juillet 9 années sur 10 en moyenne (voir section 4.4.2)).

b. Pour rappel, les apports nets sont égaux aux apports entrant dans la retenue déduit du débit de dotation à fournir en aval (équation 3.12)

c. Comme indiqué précédemment, durant la période estivale les débits turbinés sont uniquement réalisés pour satisfaire le débit de dotation en aval du système. L'évolution temporelle du stock de la retenue à cette période est donc uniquement conditionnée par les apports entrant dans le système et la demande en aval, qui dans ce cas sont les mêmes durant la simulation, quelle que soit la réalisation utilisée pour construire la stratégie de gestion.

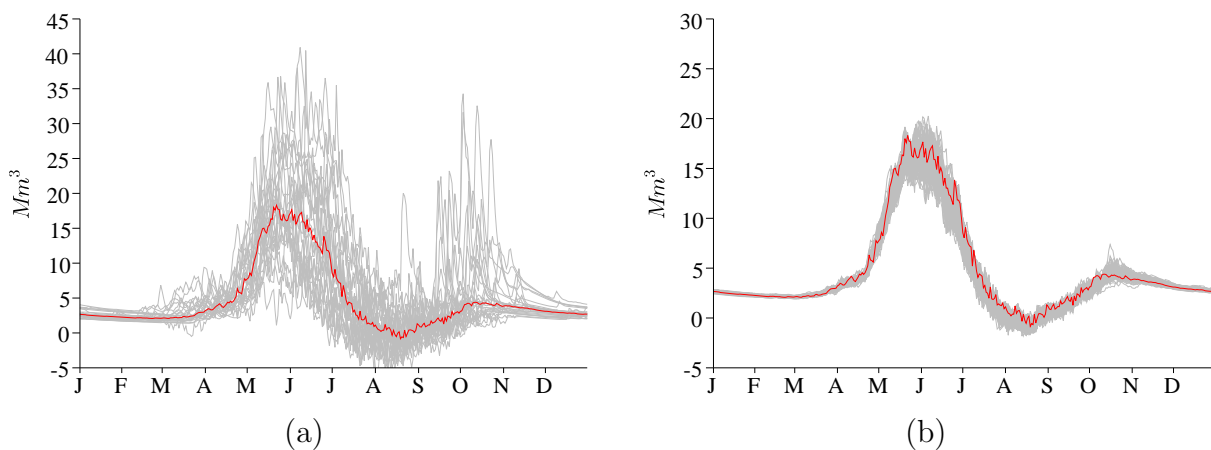


FIGURE 6.11 – (a) Série d'apports nets (Gris) et série médiane des apports nets entrant dans le système pour une réalisation particulière; (b) Série d'apports nets médians des différentes réalisations (Gris). La courbe rouge est la série médiane de la réalisation présentée en (a)

Comparer la variabilité de deux ensembles de signatures, n'est *a priori* pas un exercice facile. Nous avons choisi de résoudre cet exercice de manière indirecte. Une première étape a été de réaliser une Analyse en Composante Principale (ACP, (Saporta [2006])) des signatures de stock et des signatures d'apports nets médians. Pour réaliser ces ACP dans de bonnes conditions, nous avons été contraints de supprimer les périodes à variabilité inter-signatures de stock très réduites. Ainsi, les mois de juillet, août, septembre, octobre et novembre ont été supprimés des signatures de stock, et les mois de novembre, décembre, janvier, février et mars (en plus des mois de juillet et août pour les raisons évoquées précédemment) ont été supprimés des signatures des apports nets.

La première composante d'une ACP représente le niveau *moyen* des signatures. Pour une signature donnée, le score de cette première composante indique si la signature est proche, supérieure ou inférieure au niveau moyen de l'ensemble des signatures. Notons  $ACP_{Stock}^1$  (respectivement  $ACP_{Qnet}^1$ ) la première composante de l'ACP des signatures de stock (respectivement des apports nets).

Si la variabilité des signatures d'apports nets médians est liée à la variabilité des signatures de stock, alors les scores de  $ACP_{Qnet}^1$  et de  $ACP_{Stock}^1$ , pour les différentes réalisations, devraient être corrélés (ou anti-corrélés). Une forte corrélation entre ces scores signifierait par exemple, que si pour une réalisation donnée la signature des apports nets médians est très supérieure, très proche ou très inférieure à son niveau moyen alors la signature de stock devrait également être très supérieure, très proche ou très inférieure à son niveau moyen (et inversement si les scores sont anti-corrélés).

Le diagramme de dispersion des scores  $ACP_{Qnet}^1$  et de  $ACP_{Stock}^1$  est présenté Figure 6.12a. Nous pouvons constater sur cette Figure que les scores de  $ACP_{Qnet}^1$  et de  $ACP_{Stock}^1$  sont anti-corrélés. En conséquence, lorsque pour une réalisation donnée, la signature des apports nets médians est supérieure à sa moyenne, la signature de stock devrait également être inférieure à sa moyenne, et inversement. Ce résultat s'explique facilement du fait que si une stratégie de gestion est construite à partir d'un historique dans lequel les apports nets médians sont élevés, celle-ci devrait *a priori*

engendrer des déstockages également importants (ce qui résulterait à une signature de stock inférieure au niveau moyen des signatures). Étonnamment, la corrélation entre les scores  $ACP_{Qnet}^1$  et de  $ACP_{Stock}^1$  est très faible. Le coefficient de corrélation présente une valeur  $r = -0.37$ . Nous pouvons par exemple remarquer sur la Figure 6.12a, que les scores extrêmes de  $ACP_{Qnet}^1$  (respectivement -12.1 et 12.9) sont obtenus pour des valeurs de scores  $ACP_{Stock}^1$  relativement proches (respectivement 9.4 et 5.4). De même les extrêmes des scores  $ACP_{Stock}^1$  (-35.1 et 35.8) sont obtenus pour des valeurs de scores  $ACP_{Qnet}^1$  voisines (3.9 et -1.8)

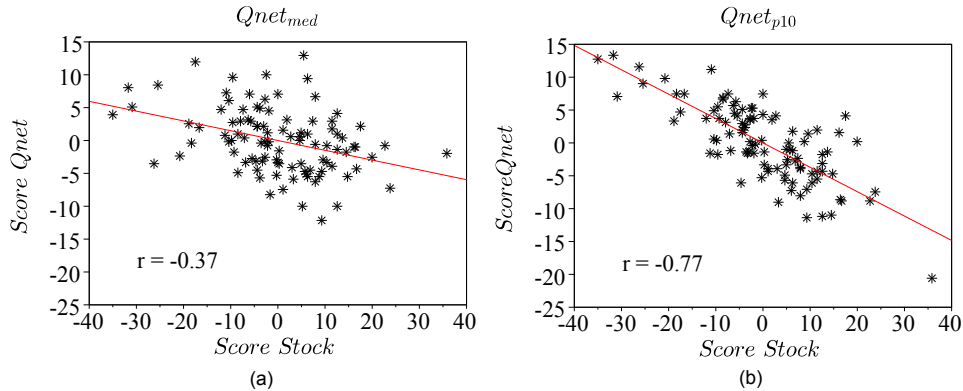


FIGURE 6.12 – (a) Diagramme de dispersion des scores sur les premiers axes des signatures de stock et des signatures d’apports nets médians (b) Diagramme de dispersion des scores sur les premiers axes des signatures de stock et des signatures d’apports nets quantile 10. Les droites de régressions des nuages de points sont exposées en rouge.

La faible corrélation entre les scores  $ACP_{Qnet}^1$  et  $ACP_{Stock}^1$  nous a incité à explorer davantage de signatures d’apports nets. En conséquence, une analyse similaire a été réalisée pour les signatures des apports nets minimaux, maximaux et celle des quantiles 10 des apports nets. La présentation pour une réalisation donnée de ces signatures est illustrée Figure 6.13a alors que leur variabilité inter-réalisations est exposée Figure 6.13b. Les coefficients de corrélation entre les scores  $ACP_{Qnet}^1$  et  $ACP_{Stock}^1$  pour les différentes signatures de stock sont exposés dans le Tableau 6.7. Une relativement forte anti-corrélation est obtenue avec les scores des signatures des quantiles 10 des apports nets ( $r = -0.77$ ). Le diagramme de dispersion des scores est proposé Figure 6.12b. Nous noterons particulièrement que les valeurs extrêmes des scores  $ACP_{Qnet}^1$  correspondent bien aux valeurs extrêmes des scores  $ACP_{Stock}^1$ .

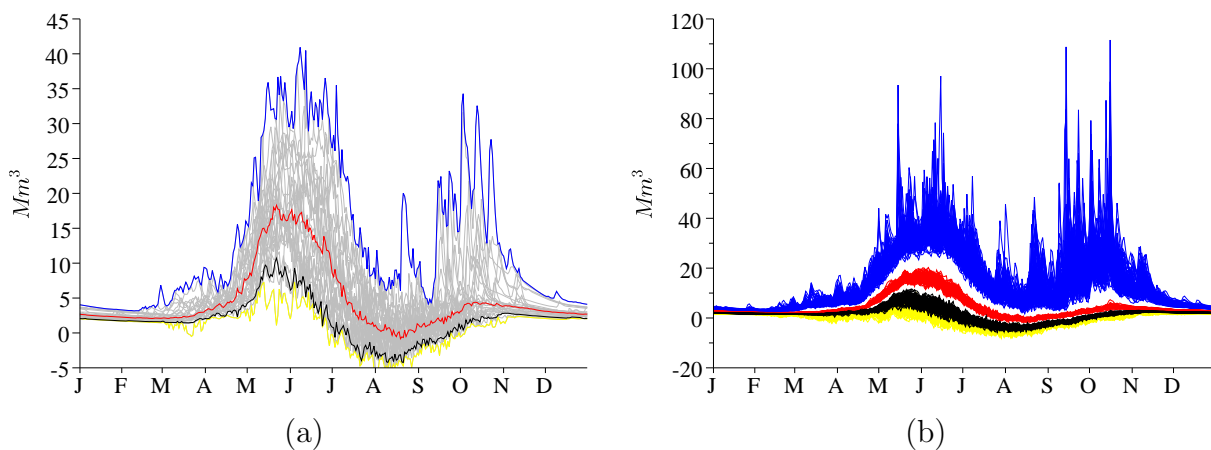


FIGURE 6.13 – (a) Séries d’apports nets (Gris) et signatures des apports nets minimaux (jaune), quantile 10 (noir) médians (rouge) et maximaux(bleu) pour une réalisation particulière; (b) Signatures d’apports nets minimaux (jaune), quantile 10 (noir) médians (rouge) et maximaux (bleu) des 100 réalisations

	$Q_{net_{min}}$	$Q_{net_{p10}}$	$Q_{net_{med}}$	$Q_{net_{max}}$
$r$	-0.54	- 0.77	-0.37	0.05

TABLEAU 6.7 – Coefficient de corrélation entre les scores de l’ACP des signatures de stocks et des scores des ACP des séries d’apports nets minimaux ( $Q_{net_{min}}$ ), médian ( $Q_{net_{med}}$ ), maximaux ( $Q_{net_{max}}$ ) et du quantile 10 ( $Q_{net_{p10}}$ )

Cette analyse a donc fait émerger le fait que la variabilité des signatures du quantile 10 des apports nets est très liée à la variabilité des signatures de stock. Ce résultat est *à fortiori* une conséquence de la stratégie probabiliste de remplissage de la retenue (satisfaction 9 années sur 10). Il en résulte le fait que pour une réalisation donnée, la signature du quantile 10 des apports nets calculé sur la base des 30 années de l’historique (1970-1999), et par suite la courbe de remplissage 90 %, structure très fortement la stratégie de gestion AIC. L’importante variabilité inter-réalisations du quantile 10 des apports nets est donc une limite importante dans l’exercice que nous nous sommes fixés, qui est de réaliser une évaluation robuste de la performance du modèle de gestion AIC.

Pour pouvoir réaliser une évaluation robuste de la performance avec le modèle AIC, une estimation robuste de la signature du quantile 10 des apports nets, et donc de la courbe guide de remplissage 90 %, est nécessaire. Or, une seule réalisation ne permet *a priori* pas d’y arriver. Par ailleurs, les différentes réalisations ne sont que des scénarios possibles d’un même climat, tel que proposé par un chaîne de simulation NCEP/MDES ou GCM/MDES donnée. La stabilisation de la stratégie de gestion et par suite de la signature de stock, nécessite une stabilisation de la courbe guide pour ce climat. Cela peut être réalisé en déterminant la courbe guide de remplissage 90 % à partir d’une signature du quantile 10 des apports nets calculée sur un ensemble de réalisations. Par la suite, une unique courbe guide de remplissage 90 % et une unique stratégie de gestion seront calculées à partir d’un ensemble de  $N_R$  réalisations MDES chacune de  $N_s$

nombre d'années ( $N_s = 30$ ). L'équation 4.13, d'ordinaire utilisée pour calculer la stratégie de gestion AIC, devient :

$$F_{t_i}(S_{t_i}) = \frac{1}{N_R} \frac{1}{N_s} \sum_{m=1}^{n=N_R} \sum_{n=1}^{n=N_s} F_{t_i}(S_{t_i}, n, m) \quad (6.3)$$

Durant la phase de simulation de la gestion, la fonction objectif permet ainsi de maximiser la somme des revenus immédiats (*a fortiori* dépendants de la réalisation considérée durant cette phase) et d'une espérance de revenus futurs calculée sur un ensemble de  $N_R$  réalisations MDES de  $N_s$  années.

La section suivante a pour objectif d'évaluer le nombre de réalisation  $N_r$  nécessaire à stabiliser la courbe guide de remplissage ainsi que la stratégie de gestion AIC. Une autre possibilité aurait pu être de stabiliser la courbe guide de remplissage avec un nombre  $N_r'$  de réalisations d'une part, et stabiliser la stratégie de gestion avec un nombre  $N_r''$  de réalisation d'autre part. Cette possibilité n'a toutefois pas été explorée.

#### 6.4.2.c. Stabilisation des stratégies et des courbes guides

Suite aux résultats obtenus section 6.4.2.b, une question similaire à celle posée section 6.4.1.b se pose : combien de réalisations MDES est-il nécessaire de prendre en compte pour stabiliser l'estimation du quantile 10 des apports nets entrant dans la retenue utilisés en phase d'optimisation ? Cela équivaut également à stabiliser la stratégie de gestion  $E[F_t(S)]$  et la courbe guide de remplissage 90 %. Pour répondre à cette question, nous avons considéré l'approche présentée Figure 6.14. Ici, le terme panier MDES correspond au nombre de réalisations utilisées pour i) estimer la courbe guide de remplissage 90% et ii) construire la stratégie  $E[F_t(S)]$ . L'exercice consiste à explorer plusieurs paniers de même taille  $N_R$ , puis à faire varier la taille des paniers. Chaque panier contient  $N_R \times N_s$  années (avec  $N_s = 30$ ) pour lesquelles seront estimés, une unique courbe guide de remplissage 90 % et une unique stratégie. Pour chaque taille de panier  $N_R$ , 100 paniers sont construits en échantillonnant aléatoirement  $N_R$  réalisations parmi les 100 réalisations disponibles. Les tailles de paniers explorées sont : 2 ; 5 ; 10 ; 20 ; 30 ; 40 ; 50 ; et 60. Chacune des stratégies et courbes guides de remplissage calculées, sont ensuite utilisées pour simuler la gestion du système en utilisant toujours la même réalisation durant la phase de simulation, et ensuite estimer sa performance.

La convergence des signatures de stock calculées en augmentant la taille  $N_R$  des paniers MDES est illustrée sur la Figure 6.15. La configuration de référence correspond dans ce cas, à une stratégie et une courbe guide de remplissage 90 % calculées lors de la phase d'optimisation à partir d'un panier de réalisations de taille  $N_R = 100$ .

Nous pouvons constater que la variabilité des signatures de stock diminue très rapidement. A partir d'une taille de panier  $N_R$  de 5 réalisations MDES, l'écart entre les courbes enveloppes a été réduit d'un facteur 4 par rapport aux signatures observées Figure 6.10. Pour des tailles de panier  $N_R > 30$ , la variabilité des signatures en devient négligeable. Nous pouvons en déduire que le nombre de 30 réalisations suffit pour évaluer de façon robuste le quantile 10 des



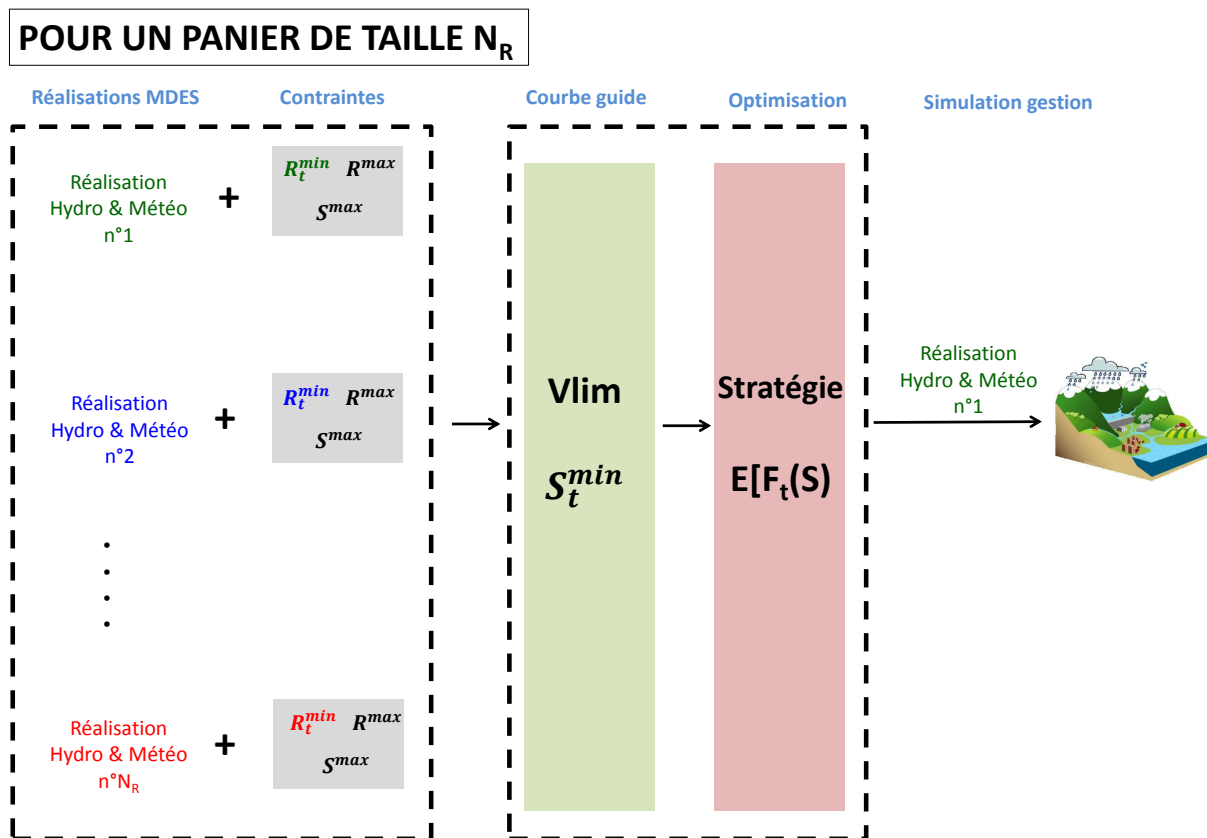


FIGURE 6.14 – Schéma de principe de l'exercice : Chaque courbe guide  $S^{min}$  et chaque stratégie de gestion ( $F_t$ ) obtenues sur la base de  $N_R$  réalisations de 30 ans, sont utilisés pour estimer la performance du système modélisé de SP. Les simulations sont guidées par une unique réalisation de la période de 30 ans.

apports nets entrant dans le réservoir (et par suite pour stabiliser la signature de stock résultant de la stabilisation de la courbe guide de remplissage 90 % et de la stratégie de gestion  $E[F_t(S)]$ ).

L'influence sur l'évaluation des critères de performance de la taille  $N_R$  des paniers utilisés pour construire la stratégie de gestion, est analysée dans le Tableau 6.8. En résultat de cette analyse nous constatons une quasi-indépendance des critères de performance au nombre de réalisations MDES utilisées durant la phase d'optimisation. Quelle que soit la taille du panier considéré, les coefficients de variation sont toujours inférieurs très faibles, voir négligeables pour certains d'entre eux.

Ce résultat pourrait résulter du fait que les différentes simulations ont été effectuées pour une seule réalisation MDES (voir le schéma de principe Figure 6.14). Cela laisse supposer que les critères de performance sont davantage sensibles à la réalisation utilisée durant l'étape de simulation plutôt qu'au nombre total d'années utilisées ( $N_R \times N_s$ ) durant la phase d'optimisation. Une analyse de sensibilité permettant de définir si besoin, le nombre de réalisations à considérer durant l'étape de simulation pour évaluer correctement la distributions des critères de performance est conduite section 6.4.2.d.

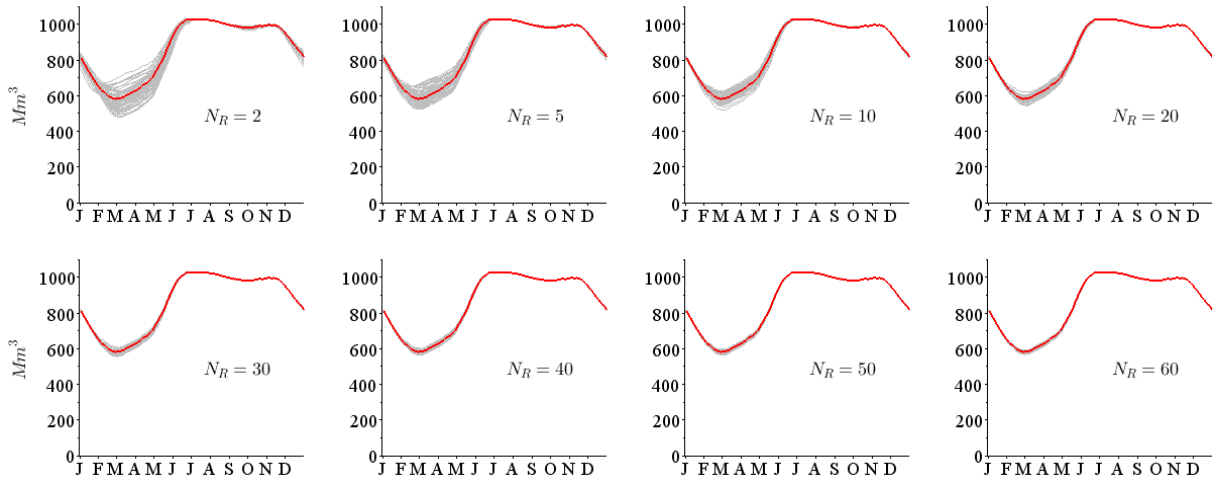


FIGURE 6.15 – Stabilisation de la signature de stock AIC résultant d'une courbe guide 90 % et d'une stratégie de gestion calculées sur la base de  $N_R$  réalisations MDES. Pour chaque taille de panier  $N_R$ , 100 paniers ont été considérés. Les courbes rouges représentent la signature de stock obtenue à partir d'un panier de taille  $N_R = 100$ . Cette signature sert ici de référence.

	$N_R$	2	5	10	20	30	40	50	60
$G_{HEP}$	$\mathcal{M}$	3.53	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54
	Cv	0.005	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
$V_{Dev}$	$\mathcal{M}$	1969	2036	2047	2056	2058	2058	2058	2058
	Cv	0.09	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01
$Fia$	$\mathcal{M}$	94.3	94.7	94.8	94.8	94.8	94.8	94.8	94.8
	Cv	0.009	0.005	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
$Vul_H$	$\mathcal{M}$	33.7	31.9	31.9	31.7	31.4	31.2	31.2	31.2
	Cv	0.11	0.07	0.06	0.04	0.04	0.03	0.02	0.02
$Vul_M$	$\mathcal{M}$	114	114	114	114	114	114	114	114
	Cv	0.02	0	0	0	0	0	0	0

TABLEAU 6.8 – Influence sur l'estimation des indicateurs de performance, du nombre de réalisations  $N_R$  utilisées pour construire une stratégie de gestion unique. Pour chaque taille de panier, 100 paniers aléatoires sont considérés. Indicateur de revenus  $G_{HEP}$  ( $10^{15}U.M$ ); Volume déversé  $V_{Dev}$  ( $Mm^3$ ); Fiabilité  $Fia$  (%); Vulnérabilité  $Vul_H$  et  $Vul_M$  ( $Mm^3$ );

Dans la suite des développements, le nombre de 30 réalisations MDES est choisi pour estimer la courbe guide de remplissage 90 % du modèle AIC, ainsi que la stratégie de gestion.

#### 6.4.2.d. Influence du nombre de réalisations utilisées en simulation sur l'estimation de la performance AIC

Un exercice similaire à celui réalisé pour le modèle AC (section 6.4.1.b) est employé ici. L'objectif est d'estimer le nombre de réalisations à utiliser durant l'étape de simulation afin

d’opérer une évaluation robuste i) d’une signature moyenne de stock, ii) des moyennes des critères de performance et si possible ii) des distributions de ces critères de performance.

Ici, le terme panier MDES correspond au nombre de réalisations utilisées en phase de simulation. Une unique stratégie de gestion  $E[F_t(S)]$  et sa courbe guide de remplissage 90 % associée, calculées à partir d’un ensemble de 30 réalisations MDES (cf. résultats obtenus section 6.4.2.c), sont utilisés pour simuler la gestion du système modélisé de SP en considérant  $N_T$  réalisations de la période 1970-1999 (Figure 6.16).

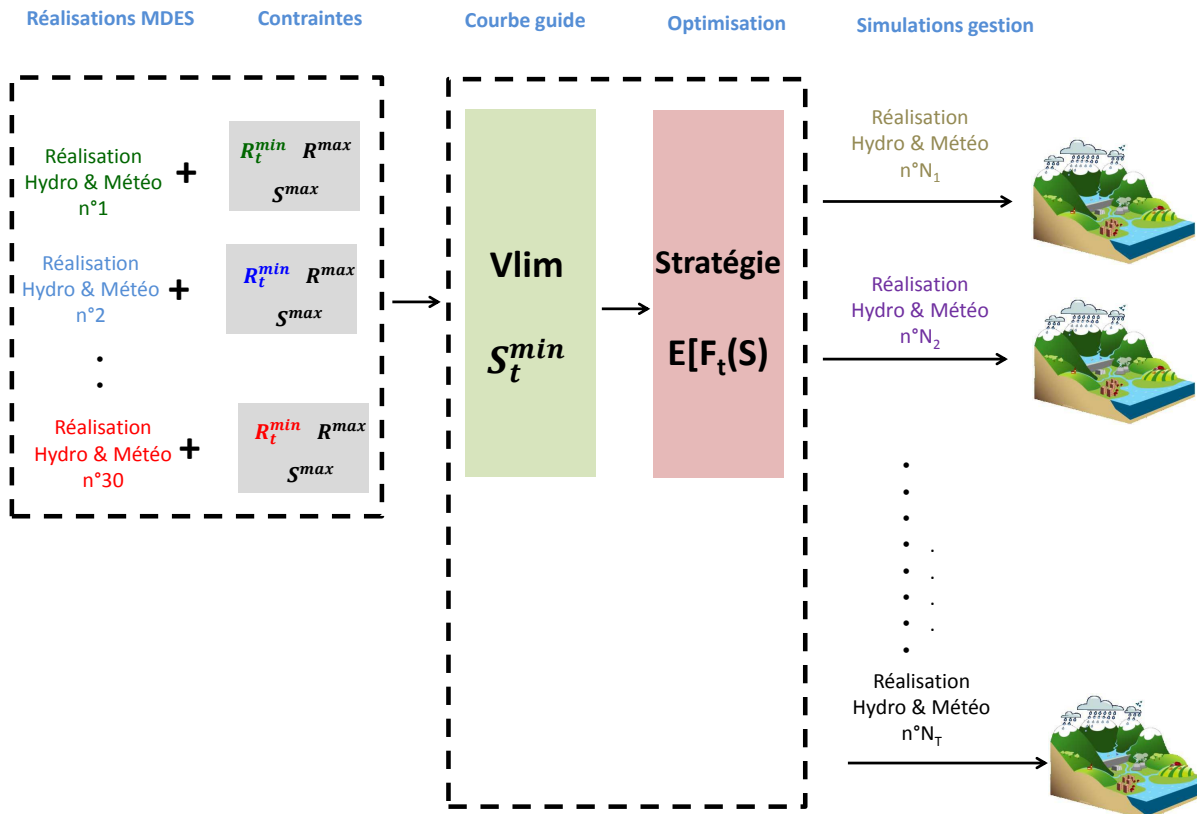


FIGURE 6.16 – Schéma de principe : Une courbe guide  $S^{min}$  et une stratégie de gestion ( $E[F_t(S)]$ ) sont obtenues sur la base de 30 réalisations MDES. Elles sont utilisées pour estimer la performance du système modélisé de SP sur la base de  $N_T$  réalisations. L’exercice consiste à considérer plusieurs paniers MDES d’une même taille  $N_T$ , et de faire varier ensuite la taille du panier.

La stabilisation de la signature moyenne de stock en fonction du nombre  $N_T$  de réalisations utilisées en phase de simulation est illustrée sur la Figure 6.17. Nous pouvons constater que la signature moyenne est immédiatement stabilisée. La signature moyenne obtenue pour une taille très réduite ( $N_T = 2$ ) est d’ailleurs très proche des signatures individuelles qui auraient été obtenues en effectuant que la simulation d’une seule réalisation. Ce résultat démontre, comme cela a été évoqué section 6.4.2.c, que l’utilisation d’une même stratégie de gestion et d’une même courbe guide de remplissage 90 %, conditionne complètement le fonctionnement moyen du système, caractérisé ici par sa signature moyenne de stock. Il n’est donc pas nécessaire de considérer plusieurs réalisations pour stabiliser la signature de stock. Celle ci est directement

stabilisée par le nombre de réalisations utilisées pour estimer la courbe guide de remplissage 90 % et stratégie de gestion (section 6.4.2.c).

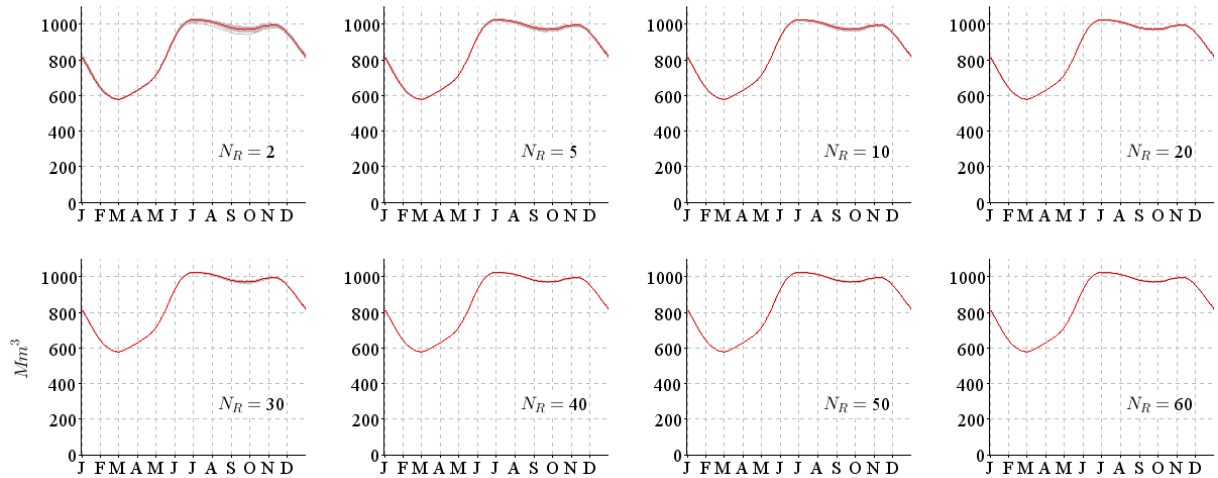


FIGURE 6.17 – Stabilisation de la signature de stock AIC résultant d’une courbe guide et d’une stratégie de gestion calculées sur la base de  $N_R$  réalisations MDES. Pour chaque taille de panier  $N_R$ ,  $N_T$  courbes guides et stratégies ont été calculées ( $N_T=30$ ). Les courbes rouges représentent la signature de stock obtenue à partir d’une courbe guide et d’une stratégie de gestion calculées sur l’ensemble des 100 réalisations MDES. Cette signature sert ici de référence.

La stabilisation des moyennes et des coefficients de variation des critères de performance est illustrée Figure 6.18. Tout comme ce qui a été observé pour le modèle AC, les moyennes et coefficients de variations des critères de performance convergent rapidement en augmentant le nombre de simulations accomplies. Les résultats de cette analyse sont très similaires à ceux obtenus pour le modèle AC en section 6.4.1.b. A partir d’un nombre de 30 réalisations, les moyennes et coefficients de variation des distributions des critères se situent dans la gamme de tolérance fixée (5 % pour les moyennes et 10 % pour les coefficients de variations).

#### 6.4.2.e. Conclusion : Évaluation AIC

Une méthode permettant une estimation robuste de la performance simulée par le modèle AIC a été réalisée durant cette section. Il en résulte principalement deux étapes distinctes :

1. La signature de stock obtenue *via* le modèle AIC est fortement conditionnée par la signature du quantile 10 des apports nets. L’influence de ce quantile est *a fortiori* liée à la stratégie probabiliste de remplissage de la retenue (9 années sur 10 en moyenne). Ce quantile étant mal estimé sur la base d’une seule réalisation MDES, la courbe guide de remplissage 90 % et la stratégie de gestion doivent être estimées à partir de plusieurs réalisations. Le nombre de 30 réalisations a été choisi pour les estimer. L’unique courbe guide de remplissage 90 % et l’unique stratégie  $E[F_t(S)]$ , sont par la suite utilisées pour réaliser les simulations de gestion du système modélisé de SP.
2. Les critères de performance sont quant à eux uniquement fonction de la réalisation utilisée durant la phase de simulation. De nouveau, l’utilisation lors de la phase de simulation de

30 réalisations est nécessaire pour obtenir une évaluation robuste des critères moyens ainsi que de leur distributions.

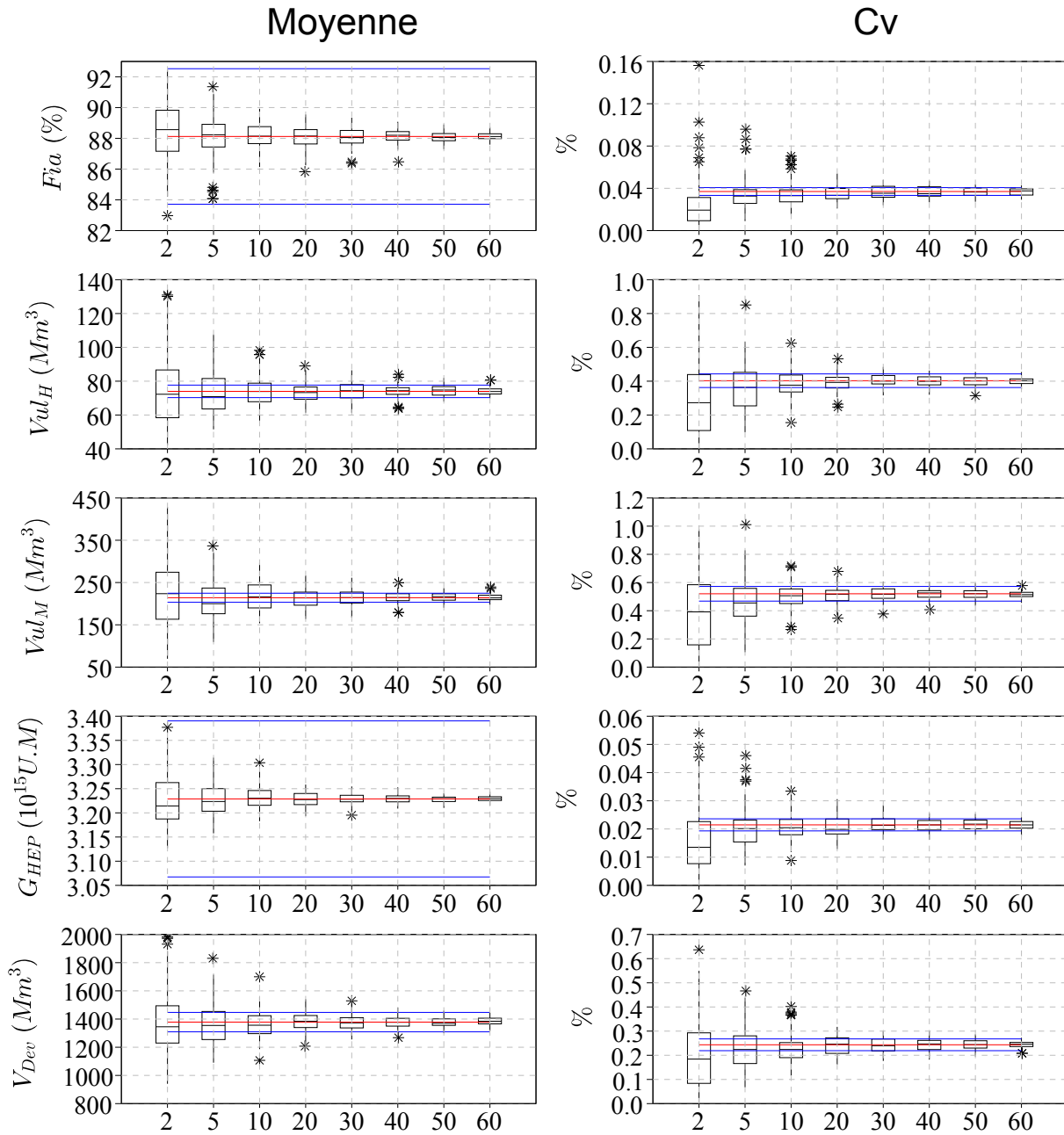


FIGURE 6.18 – Évolution des distributions des critères de performance en fonction de la taille du panier MDES (en abscisse). La stratégie de gestion et la courbe guide de remplissage 90 % utilisées pour obtenir ces résultats sont les mêmes pour toutes les simulations de gestion. Elles ont été établies à partir de 30 réalisations MDES. Pour chaque taille de panier, 100 paniers MDES sont considérés pour construire les boîtes à moustaches. Les distributions de critères sont caractérisées par leur moyenne (colonne de gauche) et leur coefficient de variation (colonne de droite). Les lignes rouges représentent les valeurs obtenues pour le panier unique de taille égale à 100. Les lignes bleues représentent un écart à 5 % pour les moyennes et de 10 % pour les coefficients de variation.

## 6.5. CONCLUSION

Une méthodologie d'estimation de la performance du système de SP, vue par les modèles AC et AIC a été développée durant cette section. Il en résulte l'utilisation de 30 réalisations MDES pour réaliser une estimation de la performance robuste.

Ce résultat est supposé être valide pour le modèle AIP. De même, ces résultats ont été obtenus pour la chaîne de simulation NCEP/Dsclim10, ils seront supposés également valables pour les autres chaînes de simulation utilisant d'autres MDES que Dsclim10.

Cette méthodologie sera par la suite appliquée pour estimer les modifications probables de la performance du système modélisé de SP, dans un contexte de climat modifié. Pour réaliser cet exercice, les variables de grande échelle utilisées sont celles obtenues en sortie des GCMs présentés dans le Tableau 6.1. Nous ferons ainsi l'hypothèse que la performance du système modélisé de SP calculée sur la base de 30 réalisations, est toujours robuste, quelle que soit la chaîne de simulation GCM/MDES utilisée pour générer les scénarios météorologiques à l'échelle du bassin versant de SP.

# Synthèse

## En amont de l'évaluation de la performance des modèles en climat futur

L'évaluation de la performance des modèles de gestion nécessite en amont, l'utilisation d'une chaîne de modélisation complexe (Figure 6.1). Du fait du caractère stochastique des MDES, différentes réalisations météorologiques et hydrologiques résultantes d'un même scénario grande échelle sont possibles. Ils peuvent présenter une variabilité importante.

## Évaluation de la performance des modèles AC et AIC

Une analyse de la performance des modèles AC et AIC sur la période 1970-1999 a montré que la variabilité importante des réalisations météorologiques et hydrologiques, ne permet pas de considérer une seule réalisation pour obtenir une estimation robuste de la performance des modèles de gestion.

Pour le modèle AC, une analyse de sensibilité au nombre de réalisations utilisées, a montré qu'un ensemble de 30 réalisations de 30 ans suffit à obtenir une bonne estimation de la performance du système modélisé sur cette période. A partir de ce nombre de réalisations, à la fois la signature de stock moyenne et les distributions de critères de performance sont stabilisées.

Pour le modèle AIC, la même analyse de sensibilité a montré que :

- La signature de stock est sensible au nombre de réalisations utilisées pour construire la stratégie de gestion et la courbe de remplissage. Cela résulte de la stabilisation de ces dernières, rendue possible par une bonne estimation de la signature du quantile 10 des apports nets journaliers entrant dans le réservoir. Une bonne estimation de cette signature est nécessaire pour stabiliser la courbe de remplissage 90 % utilisée par ce modèle, et donc la stratégie de gestion. Cette analyse a été réalisée *via* les ACP des signatures de stock et de différentes signatures des apports nets. Le résultat de cette analyse démontre qu'une stratégie de gestion et une courbe guide de remplissage 90 %, calculée à partir d'un ensemble de 30 réalisations MDES, permet de stabiliser la signature de stock.
- L'estimation des distributions des critères de performance du modèle AIC est au contraire sensible au nombre de réalisations de 30 ans utilisées durant la phase de simulation. Une analyse de sensibilité a également montré que 30 réalisations suffisent à estimer, dans une gamme de tolérance semblable à celle acceptée pour le modèle AC, les distributions des critères de performance.

---

# Synthèse

**Extension des conclusions**

Tout comme le modèle AC et AIC, l'estimation de la performance du modèle AIP sera basée sur 30 réalisations.

De même, les estimations des performances des modèles, réalisées à partir des autres chaînes NCEP/MDES et GCM/MDES seront réalisées à partir de 30 réalisations.





## Partie IV

# Performance d'un système de gestion : Incertitudes liées aux modèles



# Chapitre 7

## Performance estimée et incertitudes liées aux scénarios météorologiques

L'estimation de la performance d'un système de gestion de la ressource en eau dans un contexte de changement climatique, nécessite une chaîne de simulation telle que présentée dans les chapitres précédents. Nous avons évoqué dans la section 6.3 de cette thèse, la nécessité de considérer une approche multi-GCM/MDES/réalisations afin i) de pouvoir considérer le devenir très incertain du climat à grande échelle (i.e. utiliser plusieurs GCMs), ainsi que ii) de prendre en compte les incertitudes inhérentes à la descente en échelle statistique (i.e. utiliser plusieurs MDES et plusieurs paramétrisations d'une même MDES). Dans le chapitre 6, il a été démontré que la prise en compte de plusieurs réalisations issues d'une même chaîne de simulation GCM/MDES permettait d'améliorer la robustesse de l'estimation de la performance.

Les impacts du changement climatique sur les variables d'intérêt de la gestion d'une part (e.g. températures, précipitations, débits de dotation, consommations électriques, débit de rivière), et sur les modifications de la performance estimée du système modélisé de SP d'autre part, font l'objet de ce chapitre. Deux séries d'expériences sont considérées (Tableau 7.1) :

- La première expérience consiste à explorer la colonne GCM/Analog20 du Tableau 7.1. Dans ce cas, tous les scénarios GCMs envisagés ont été descendus en échelle par la MDES Analog20. Nous parlerons par la suite de chaînes de simulation GCM/Analog20. Les différences constatées entre les résultats obtenus résulteront des différences inter-simulations GCMs. Par la suite, pour évoquer les différences entre ces chaînes de simulation GCM/Analog20, nous emploierons le terme de *dispersion inter-GCMs*. Cette expérience nous permettra d'évaluer les **incertitudes liées aux GCMs**.
- La deuxième expérience consiste à explorer la ligne DMIEH5C-1/MDES du Tableau 7.1. Toutes les MDES ont été utilisées pour descendre en échelle la simulation GCM DMIEH5C-1. Nous parlerons de chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES. De même le terme de *dispersion inter-MDES* sera employé pour qualifier les possibles différences obtenues entre ces chaînes de simulation. Cette expérience nous permettra d'évaluer les **incertitudes liées aux MDES**.

GCM \ MDES	Dsclim10	Dsclim21	Analog20	D2gen10	D2gen22	D2gen32
CNCM33-1			✓			
DMIEH5C-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
DMIEH5C-2			✓			
DMIEH5C-3			✓			
EGMAM2-3			✓			
MPEH5C-1			✓			

TABLEAU 7.1 – Chaînes de simulation GCM / MDES utilisées

A partir de ces deux expériences nous souhaitons en particulier répondre à la question suivante : les incertitudes liées aux GCMs et aux MDES vis-à-vis de l'évolution des variables d'intérêt de la gestion d'une part, et vis-à-vis de l'évolution de la performance estimée du système modélisé de SP d'autre part, sont-elles comparables ? Pour répondre à cette question, la configuration idéale aurait été d'explorer la totalité de la matrice présentée dans le Tableau 7.1. Des contraintes de temps n'ont pas permis cela. Le choix du GCM DMIEH5C-1 et de la MDES ANalog20 est ici arbitraire. Néanmoins, Lafaysse [2011] montre que la dispersion inter-GCMs obtenue sur les précipitations, l'évaporation et les débits moyens sur le bassin amont de SP, est relativement similaire quelle que soit la MDES utilisée (Figure 7.1) bien que les valeurs absolues des changements peuvent être significativement différentes. En terme de dispersion inter-GCMs, nous pouvons donc supposer que l'utilisation d'une autre MDES que Analog20, pour descendre en échelle les simulations GCMs, aurait conduit à des conclusions similaires. Nous supposons aussi, qu'en terme de dispersion inter-MDES, l'utilisation d'une autre simulation GCM, descendue en échelle par les différentes MDES, ne modifierait pas les principales conclusions présentées dans ce chapitre.

Les variables d'intérêt de la gestion, ainsi que la gestion du système de SP, ont été simulées en climat futur sur deux fenêtres temporelles de 30 ans, à savoir la période 2036-2065 (Période  $P_1$ ) et la période 2070-2099 (Période  $P_2$ ). Elles ont aussi été simulées sur la période 1970-1999 (Période  $P_0$ ), utilisée ici comme référence. Les résultats présentés et discutés dans ce chapitre, ont été établis sur la base de 30 réalisations MDES sur ces périodes<sup>a</sup>. Les résultats de simulation pour chacune des variables d'intérêt de la gestion sont présentés section 7.1, à savoir les températures (section 7.1.1.a), les précipitations (section 7.1.1.b), les débits de dotation (section 7.1.2), les consommations électriques France (section 7.1.3) et les apports au système de SP (section 7.1.4). Ces différentes variables résultent des modèles développés à cet effet, à savoir les MDES pour les forçages météorologiques (températures et précipitations), le modèle hydrologique Cequeau pour les apports à la retenue ainsi que les apports des bassins intermédiaires, un modèle d'intérêt à produire de l'énergie et un modèle de demande en eau en aval. Ces modèles ont été obtenus et calés pour le climat présent. Nous faisons donc l'hypothèse qu'ils sont toujours valables en climat modifié. Cette hypothèse n'est cependant pas réaliste pour les modèles d'usages (i.e. les modèles de consommations électriques et de demandes en eau en aval) dont les limites ont été discutées au chapitre 3. Cependant, cela n'enlève rien à l'intérêt des analyses ulté-

a. voir chapitre 6 pour le choix du nombre de 30 réalisations

DSCLIM21

ANALOG20

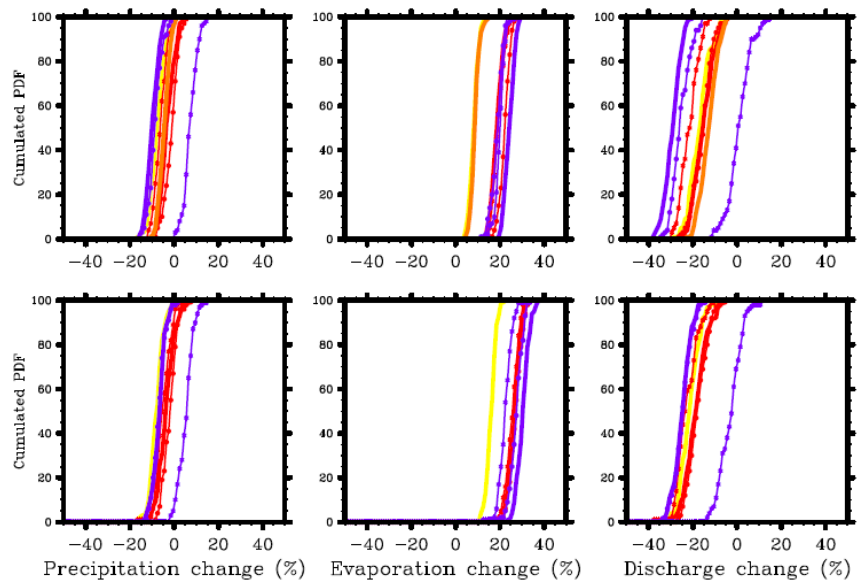


FIGURE 7.1 – Distribution inter-scénarios des changements de précipitations, d’évaporation et de débits moyens sur le bassin amont de SP, entre les période 2080-2099 et 1980-1999 pour différentes chaînes de simulation GCM/MDES. Chaque distribution a été obtenue sur la base de 100 réalisations GCM/MDES. Chaque couleur correspond à un GCM différent. Le GCM DMIEH5C-1 est représenté par la courbe rouge. Adapté de Lafaysse [2011]

rieures qui ont comme objectifs d’illustrer l’importance relative des deux sources d’incertitudes considérées, qui sont les GCMs et les MDES, sur les estimations de changements de performance.

D’autres sources d’incertitudes majeures ne seront pas considérées ici, comme celles liées à la modélisation des usages et des débits. Pour ce dernier point, Hingray *et al.* [2013] montrent que l’application de différents modèles hydrologiques (i.e. le modèle CEQUEAU utilisé dans cette étude, le modèle ISBA-Durance (Lafaysse *et al.* [2011]) et le modèle MORDOR (Bourqui *et al.* [2012])) de performance équivalente en climat présent sur ce bassin versant, conduit à des modifications d’apports significativement différentes selon les modèles.

Ce chapitre étant focalisé sur l’évaluation des incertitudes liées aux GCMs et aux MDES, nous avons choisi de ne considérer qu’un seul modèle de gestion : le modèle AC. La gestion simulée par ce modèle est ”parfaite”, car établie dans un contexte d’avenir certain. Cet exercice consistera donc à évaluer l’incertitude liée aux GCMs et aux MDES sur l’évolution de la meilleure performance possible du système modélisé de SP en climat futur. Les modifications de la performance estimée par le modèle AC sont illustrées section 7.2. De plus, le modèle AC permet facilement de réaliser des simulations continues de la gestion du système modélisé de SP sur la période 1860-2099. Les résultats de ces simulations sont exposés dans la section 7.3 de ce chapitre.

Pour l’ensemble des variables analysées dans ce chapitre nous pourrions être amené à discuter de l’évolution de leur espérance notée  $E_X$  (pour une variable X donnée) mais également de l’évolution de leur variabilité inter-annuelle *via* un coefficient de variation noté  $Cv_X$ . Les espérances

et les coefficients de variation seront calculés sur la base des valeurs obtenues pour 900 années (ces 900 années correspondent aux 30 années  $\times$  30 réalisations considérées pour chaque chaîne GCM/MDES). De même les cycles saisonniers de ces variables, dont l'évolution sera discutée, seront calculés sur ces ensembles de 30 réalisations.

## 7.1. MODIFICATION DES VARIABLES D'INTÉRÊT DE LA GESTION

### 7.1.1. Forçages météorologiques

#### 7.1.1.a. Températures

La simulation des températures a été réalisée sur les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$  selon les expériences présentées dans le Tableau 7.1. Les cycles saisonniers des températures simulées sont illustrés Figures 7.2 et 7.3, respectivement pour les chaînes de simulations GCM/Analog20 et DMIEH5C-1/MDES. Les moyennes saisonnières et annuelles des températures simulées sur ces périodes sont exposées respectivement dans les Tableaux 7.2 et 7.3.

Durant la période de contrôle  $P_0$ , le cycle saisonnier des températures observées (courbe noire Figure 7.2) est bien reproduit par les différentes chaînes de simulation GCM/Analog20 et DMIEH5C-1/MDES (courbes en couleur Figures 7.2 et 7.3). Les moyennes saisonnières et annuelles des températures simulées sont effectivement très proches de celles observées (Tableaux 7.2 et 7.3).

Les températures obtenues à partir des chaînes de simulation GCM/Analog20 sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  présentent une augmentation à toutes les saisons. En fonction de la chaîne GCM/Analog20 considérée, cette augmentation peut être plus ou moins importante. En moyenne annuelle par exemple, l'augmentation des températures simulées varie entre  $+1.4^\circ C$  et  $+1.7^\circ C$  pour la période  $P_1$ , et entre  $+2.1^\circ C$  et  $+3.8^\circ C$  pour la période  $P_2$ . Pour la période  $P_2$ , seulement deux des chaînes de simulation (CNCM33-1/Analog20 et EGMAM2-3/Analog20) prévoient une augmentation annuelle des températures, inférieure à  $3^\circ C$ . L'augmentation la plus importante est obtenue pour la chaîne DMIEH5C-1/Analog20, la plus modérée par la chaîne EGMAM2-3/Analog20. A l'échelle saisonnière, l'augmentation des températures prévue par ces chaînes de simulation est la plus importante durant la saison estivale (JJA). Comme le mettent en évidence Giorgi *et al.* [2004], cela devrait être une des particularités du réchauffement à venir dans les pays d'Europe de l'Ouest et du Sud. Toutes les chaînes de simulation, exceptée EGMAM2-3/Analog20, prévoient d'ailleurs une augmentation supérieure à  $4^\circ C$  à cette saison.

Tout comme les simulations GCM/Analog20, les températures simulées par les chaînes DMIEH5C-1/MDES sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  sont amenées à augmenter. Les augmentations des températures obtenues ces chaînes sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , sont relativement similaires. Les écarts constatés résultent en partie de l'utilisation de prédicteurs grande échelle différents (voir Tableau 6.2 page 126). Nous noterons toutefois que la chaîne de simulation DMIEH5C-1/Dsclim21 présente une augmentation de température légèrement supérieure à celle obtenue par les autres

chaînes DMIEH5C-1/MDES sur la période  $P_2$ , à la fois à l'échelle saisonnière et annuelle (Tableau 7.3).

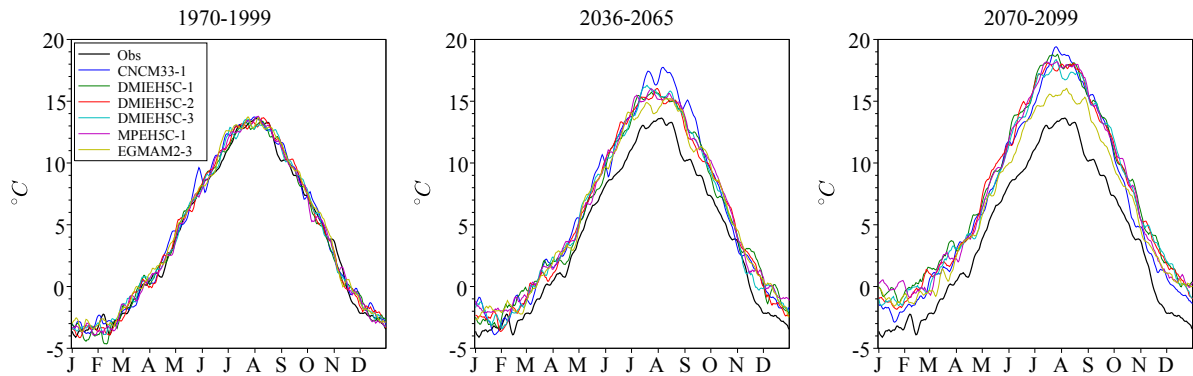


FIGURE 7.2 – Cycles saisonniers des températures observées et simulées sur le bassin amont de la Durance sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) obtenus par les chaînes de simulation GCM/Analog20. Chaque courbe correspond à la moyenne des cycles inter-annuels moyens obtenus respectivement pour chacune des 30 réalisations de la chaîne GCM/MDES considérée. Les cycles ont été lissés sur 7 jours.

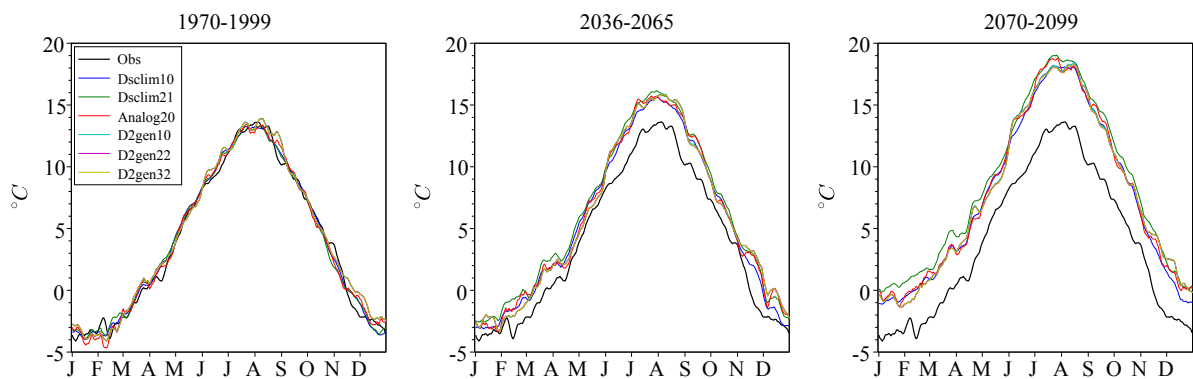


FIGURE 7.3 – Cycles saisonniers des températures observées et simulées sur le bassin amont de la Durance sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) obtenus par les chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES. Chaque courbe correspond à la moyenne des cycles inter-annuels moyens obtenus respectivement pour chacune des 30 réalisations de la chaîne GCM/MDES considérée. Les cycles ont été lissés sur 7 jours.

Si le signe des modifications de températures attendues est le même pour l'ensemble des chaînes de simulation GCM/MDES, l'incertitude sur l'amplitude des modifications attendues des températures n'est pas négligeable. Nous noterons ainsi que les incertitudes liées aux MDES sur ces changements, sont légèrement inférieures aux incertitudes liées aux GCMs. Pour illustration, les modifications attendues de températures annuelles sur le bassin amont de SP varient sur la période  $P_2$  de  $+2.1^{\circ}\text{C}$  à  $+3.8^{\circ}\text{C}$  pour les simulations GCM/Analog20 (soit une incertitude  $\Delta T_{an} = 1.7^{\circ}\text{C}$ ), et de  $+3.5^{\circ}\text{C}$  à  $+4.4^{\circ}\text{C}$  pour les chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES (soit



une incertitude  $\Delta T_{an} = 0.9^{\circ}C$ ). Le rapport entre l'incertitude liée aux GCMs et aux MDES sur les modifications attendues des températures est proche de 2 sur la période  $P_2$  à l'échelle annuelle. Il est généralement supérieur à l'échelle saisonnière.

	1970-1990					2036-2065					2070-2099				
	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN
Obs	-3	2.3	11.6	4.9	4										
CNCM33-1	-2.7	2.7	11.9	5.1	4.3	+0.9	+1.4	+2.9	+1.9	+1.7	+1.5	+2.2	+4.2	+2.7	+2.6
DMIEH5C-1	-3.1	2.5	11.7	4.8	4	+1.4	+1	+2.3	+2	+1.7	+3.3	+2.9	+4.9	+4	+3.8
DMIEH5C-2	-3	2.5	11.9	5	4.1	+0.9	+1.3	+2.2	+1.8	+1.6	+2.7	+2.7	+4.4	+3.7	+3.4
DMIEH5C-3	-2.8	2.6	11.8	5	4.2	+1.1	+1.4	+2.3	+1.4	+1.5	+2.5	+2.3	+4.2	+3.8	+3.2
MPEH5C-1	-3	2.4	11.9	5	4.1	+1.8	+1.4	+2.3	+2	+1.9	+3.1	+2.5	+4.6	+3.5	+3.4
EGMAM2-3	-2.7	2.8	12	5.2	4.3	+1.1	+1.1	+1.6	+1.6	+1.4	+2.2	+1.5	+2.3	+2.3	+2.1
$\Delta T_{GCMs}$	0.4	0.4	0.3	0.4	0.3	0.9	0.4	1.3	0.6	0.5	1.8	1.4	2.6	1.7	1.7

TABLEAU 7.2 – Moyennes saisonnières et annuelles des températures observées et simulées par les chaînes GCM/Analog20 durant la période 1970-1999 et variation absolue des températures saisonnières et annuelles simulées sur les périodes 2036-2065 et 2070-2099 ( $^{\circ}C$ ). Les températures et les dispersions saisonnières et annuelles, inter-GCMs ( $\Delta T_{GCMs}$ ) sont données en  $^{\circ}C$

	1970-1990					2036-2065					2070-2099				
	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN
Obs	-3	2.3	11.6	4.9	4										
Dsclim10	-3.1	2.7	11.7	4.9	4	+1	+1	+2.1	+1.7	+1.5	+2.9	+2.8	+4.6	+3.8	+3.5
Dsclim21	-2.9	2.7	11.7	4.7	4	+1.5	+1.5	+2.7	+2.5	+2	+3.7	+3.6	+5.3	+4.9	+4.4
Analog20	-3.1	2.5	11.7	4.8	4	+1.4	+1	+2.3	+2	+1.7	+3.3	+2.9	+4.9	+4	+3.8
D2gen10	-2.8	2.6	11.7	5	4.3	+1.1	+0.8	+2.2	+1.8	+1.5	+2.9	+2.8	+4.5	+3.8	+3.5
D2gen22	-2.8	2.6	12	5	4.3	+1.1	+0.8	+2.1	+1.8	+1.5	+2.9	+2.7	+4.5	+3.8	+3.5
D2gen32	-2.8	2.6	12	5	4.3	+1.1	+0.8	+2.1	+1.8	+1.5	+2.9	+2.7	+4.5	+3.8	+3.5
$\Delta T_{MDES}$	0.3	0.1	0.3	0.3	0.3	0.4	0.7	0.6	0.8	0.5	0.8	0.9	0.8	1.1	0.9

TABLEAU 7.3 – Moyennes saisonnières et annuelles des températures observées et simulées par les chaînes DMIEH5C-1/MDES durant la période 1970-1999 et variation absolue des températures saisonnières et annuelles simulées sur les périodes 2036-2065 et 2070-2099 ( $^{\circ}C$ ). Les températures et les dispersions saisonnières et annuelles, inter-MDES ( $\Delta T_{MDES}$ ) sont données en  $^{\circ}C$

### 7.1.1.b. Précipitations

Les cycles saisonniers des précipitations simulées durant les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$  sur le bassin versant en amont de SP, sont illustrés respectivement Figures 7.4 et 7.5 pour les chaînes de simulation GCM/Analog20 et DMIEH5C-1/MDES. Leurs moyennes saisonnières et annuelles sur ces périodes sont exposées respectivement dans les Tableaux 7.4 et 7.5 ainsi que sur la Figure 7.6.

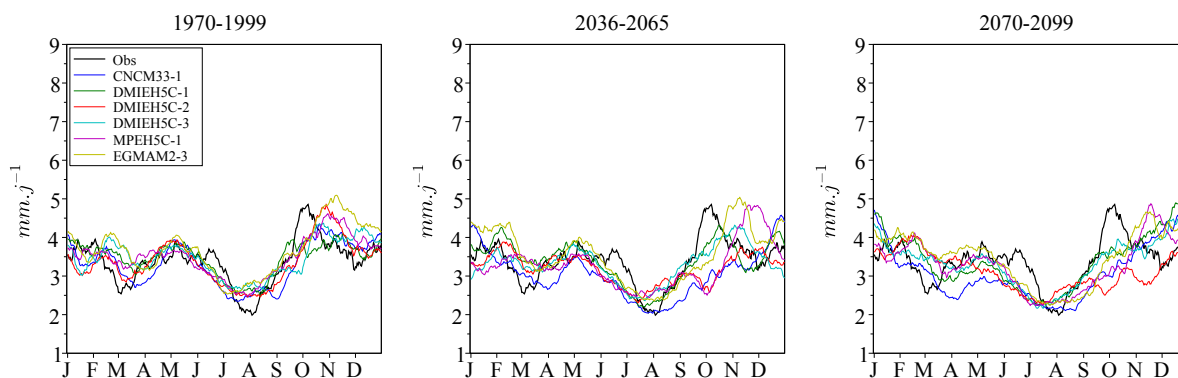


FIGURE 7.4 – Cycles saisonniers des précipitations de bassin ( $mm.j^{-1}$ ) observées et simulées sur le bassin amont de la Durance sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2090) obtenus par les chaînes de simulation GCM/Analog20. Les cycles ont été lissés sur 30 jours.

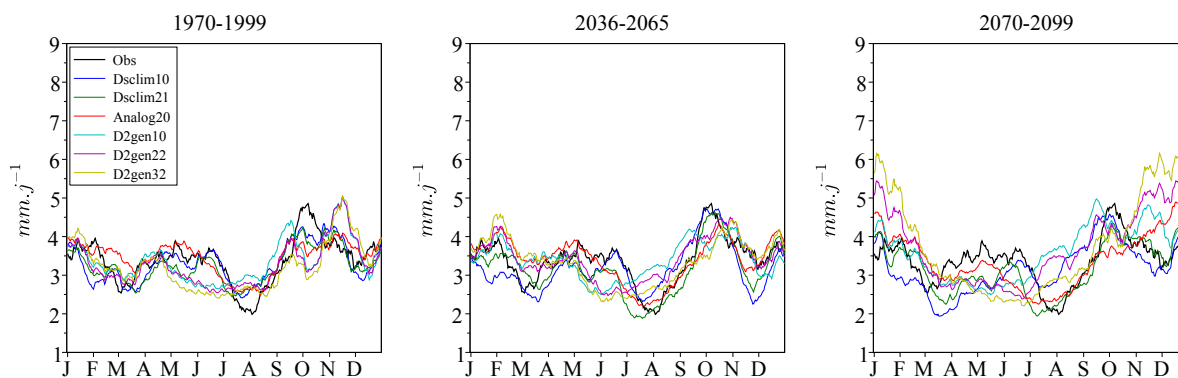


FIGURE 7.5 – Cycles saisonniers des précipitations de bassin ( $mm.j^{-1}$ ) observées et simulées sur le bassin amont de la Durance sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) obtenus par les chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES. Les cycles ont été lissés sur 30 jours.

Les précipitations saisonnières et annuelles sont assez bien représentées durant la période de contrôle  $P_0$  par les différentes chaînes de simulation. Notons cependant qu'il existe des imperfections durant la période estivale (i.e. juin, juillet et août) ainsi que durant le mois d'octobre. Les précipitations durant ces périodes semblent plus difficiles à reproduire, quelle que soit la chaîne de simulation GCM/MDES (Figures 7.4 et 7.5).

Sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , les modifications des précipitations sont très variables d'une chaîne de

simulation à une autre d'un part et d'une saison à l'autre d'autre part.

Notamment, durant la saison hivernale sur la période  $P_1$ , les modifications simulées à partir des différentes chaînes GCM/Analog20 ne sont pas toutes en accord sur le signe (e.g. de -10 % pour DMIEH5C-3/Analog20 à 6.2 % pour DMIEH5C-1/Analog20). A l'échelle annuelle sur  $P_1$ , les modifications simulées par ces chaînes sont cependant plus ou moins en accord et présentent des diminutions allant de 2 à 8 %. Un constat similaire est réalisé sur la période  $P_2$ . Pour illustration, les modifications de précipitations hivernales varient de +1.5 % pour EGMAM2-3/Analog20 à +16.3 % pour DMIEH5C-1/Analog20 (Tableau 7.4).

Les modifications simulées par les chaînes DMIEH5C-1/MDES sont également très variables. Très nettement, les modifications simulées par les chaînes constituées d'une MDES de la famille D2gen, sont très différentes des autres. En particulier, nous noterons les très fortes hausses des précipitations hivernales sur la période  $P_2$  obtenues par les chaînes DMIEH5C-1/D2gen22 et DMIEH5C-1/D2gen32 (respectivement des hausses de 42 et 48.7 % par rapport au climat de contrôle  $P_0$ ), ainsi qu'une augmentation des précipitations durant l'été et l'automne pour les trois paramétrisations de D2gen. A l'échelle annuelle, les simulations DMIE5CH-1/D2gen prévoient une hausse des précipitations<sup>a</sup> alors que les trois autres chaînes envisagent au contraire une diminution de 2 à 4 % des précipitations annuelles.

Au contraire de ce qui a été constaté pour les températures, l'incertitude liée aux MDES sur l'évolution des précipitations est comparable à celle liée aux GCMs. Du fait des écarts importants entre les précipitations simulées par les MDES de la famille D2gen et les autres (i.e. Analog20 et Dsclim), particulièrement sur la période  $P_2$ , l'incertitude liée aux MDES sur les modifications des précipitations, est grande. Ces différences sont d'autant plus remarquables que les précipitations simulées par les chaînes DMIEH5C-1/D2gen peuvent présenter des évolutions opposées à celles simulées par DMIEH5C-1/Analog20 et DMIE5HC-1/Dsclim, aussi bien à l'échelle saisonnière qu'à l'échelle annuelle (Figure 7.6, et Tableau 7.5).

L'incertitude en terme de variabilité inter-annuelle des précipitations, exprimée sur la Figure sur la Figure 7.7 par le coefficient de variation, est également importante. Sur cette Figure, les coefficients de variations des précipitations annuelles et des températures annuelles sont représentés sur les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$  pour les chaînes de simulation GCM/Analog20 (losanges) et DMIEH5C-1/MDES (étoiles). Quelle que soit la période considérée, la variabilité inter-annuelle des précipitations est toujours plus importante que la variabilité inter-annuelle des températures sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ . La dispersion inter-MDES de la variabilité inter-annuelle des précipitations est légèrement plus importante que la dispersion inter-GCMs sur la période  $P_1$  mais est beaucoup plus importante sur la période  $P_2$ .

En conclusion, nous avons constaté que les scénarios d'évolution des précipitations proposés par les chaînes de simulation utilisées, présentent des différences importantes, aussi bien en terme de variabilité que de valeurs moyennes. Les incertitudes du devenir des précipitations liées aux MDES sont du même ordre de grandeur que celles liées aux GCMs (voir même supérieure selon les saisons). Ces différents scénarios d'évolution de précipitations devraient *a priori* conduire à des scénarios d'usages et contraintes pouvant être également différents.

De plus, plusieurs simulations d'un même GCM (i.e. DMIEH5C) conduisent à des résultats

a. Cette hausse peut aller jusqu'à une augmentation de 17 % à l'échelle annuelle pour la chaîne DMIEH5C-1/D2gen32

relativement différents. L'incertitude correspondante est du même ordre de grandeur que celle correspondant à la dispersion inter-GCMs. Par la suite, nous considérerons les différentes simulations du GCM DMIEH5C comme des simulations de différents GCMs. Le terme de *dispersion inter-GCMs* englobera donc les différents GCMs mais aussi les différentes simulations du GCM DMIEH5C.

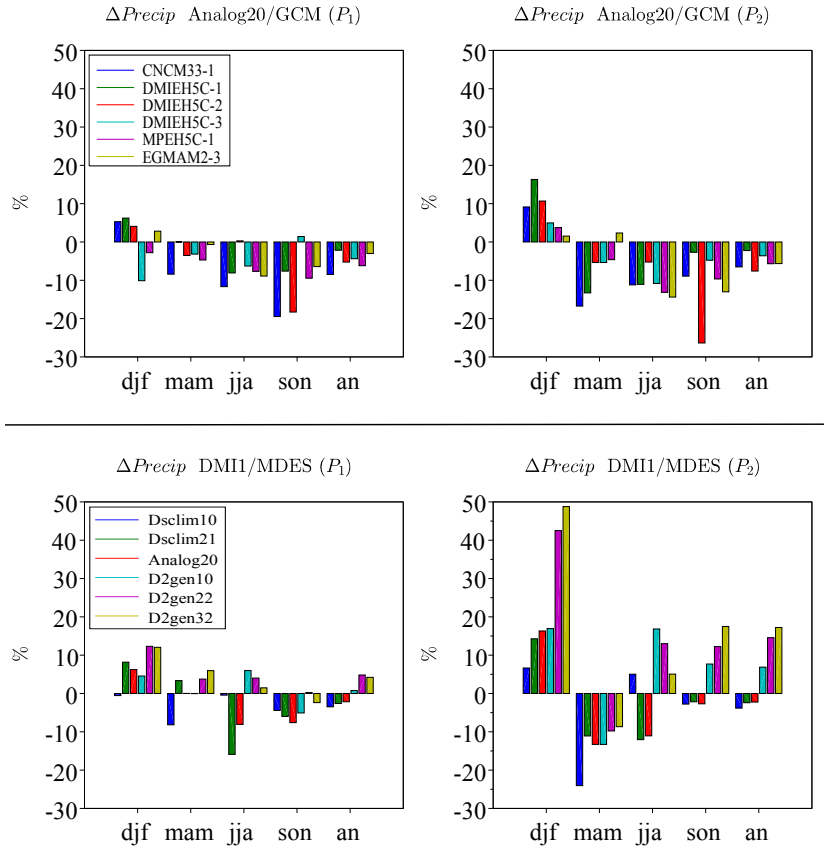


FIGURE 7.6 – Modifications saisonnières et annuelles (%) des précipitations de bassin à l’amont de SP durant les périodes  $P_1$  et  $P_2$  par rapport à la période de contrôle  $P_0$ .

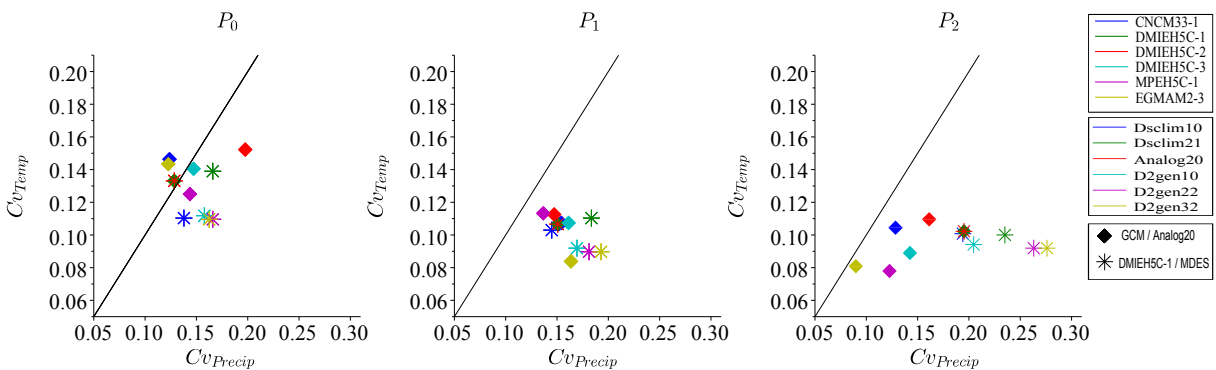


FIGURE 7.7 – Coefficients de variation des moyennes annuelles de précipitations  $Cv_{Precip}$  et des moyennes annuelles de températures  $Cv_{Temp}$  obtenues à partir des chaînes de simulation GCM/Analog20 (losanges) et des chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES (étoiles) pour les périodes  $P_1$  et  $P_2$ .

	1970-1990					2036-2065					2070-2099				
	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN
Obs	3.6	3.3	2.9	3.8	3.4										
CNCM33-1	3.6	3.3	2.7	3.7	3.3	+5.3%	-8.4%	-11.7%	-19.5%	-8%	+9.1%	-16.7%	-11.2%	-8.9%	-7%
DMIEH5C-1	3.6	3.6	2.8	3.9	3.5	+6.2%	0%	-8.1%	-7.6%	-2%	+16.3%	-13.3%	-11.1%	-2.7%	-2%
DMIEH5C-2	3.3	3.4	2.7	4	3.4	+4.1%	-3.5%	+0.3%	-18.3%	-5%	+10.7%	-5.4%	-5.2%	-26.4%	-8%
DMIEH5C-3	3.7	3.5	2.8	3.8	3.5	-10.1%	-3.2%	-6.3%	+1.4%	-4%	+5%	-5.4%	-10.8%	-4.8%	-4%
MPEH5C-1	3.6	3.5	2.8	4	3.5	-2.8%	-4.7%	-7.7%	-9.5%	-6%	+3.8%	-4.6%	-13.2%	-9.7%	-6%
EGMAM2-3	4	3.5	2.9	4.3	3.7	+2.8%	-0.7%	-8.9%	-6.4%	-3	+1.5%	+2.3%	-14.4%	-13%	-6%

TABLEAU 7.4 – Moyennes saisonnières et annuelles des précipitations de bassin sur la Durance amont (Surface BV = 3584km<sup>2</sup>) observées et simulées par les chaînes GCM/Analog20 durant la période 1970-1999 et variation relative des précipitations de bassin saisonnières et annuelles simulées sur les périodes 2036-2065 et 2070-2099. Les précipitations de bassin sont données en  $mm.j^{-1}$ .

	1970-1990					2036-2065					2070-2099				
	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN
Obs	3.6	3.3	2.9	3.8	3.4										
Dsclim10	3.1	3.1	3	4	3.3	-0.5%	-8%	-0.4%	-4.4%	-3%	+6.7%	-24.1%	+5%	-2.8%	-4%
Dsclim21	3.3	3	3	3.8	3.2	+8.2%	+3.4%	-15.9%	-6%	-3%	+14.3%	-11.1%	-12.1%	-2.1%	-3%
Analog20	3.6	3.6	2.8	3.9	3.5	+6.2%	0%	-8.1%	-7.6%	-2%	+16.3%	-13.3%	-11.1%	-2.7%	-2%
D2gen10	3.3	3.2	2.8	4.2	3.4	+4.5%	0%	+6%	-5%	+1%	+16.9%	-13.3%	+16.8%	+7.7%	+7%
D2gen22	3.2	3.1	2.6	4	3.3	+12.3%	+3.8%	+4%	+0.2%	+5%	+42%	-9.8%	+13%	+12.2%	+15%
D2gen32	3.5	3	2.5	3.8	3.2	+12.1%	+6%	+1.5%	-2.4%	+4%	+48.7%	-8.7%	+5%	+17%	+17%

TABLEAU 7.5 – Moyennes saisonnières et annuelles des précipitations de bassin sur la Durance amont (Surface BV = 3584km<sup>2</sup>) observées et simulées par les chaînes DMIEH5C-1/MDES durant la période 1970-1999 et variation relative des précipitations de bassin saisonnières et annuelles simulées sur les périodes 2036-2065 et 2070-2099. Les précipitations de bassin sont données en  $mm.j^{-1}$ .

### 7.1.2. Modification du débit de dotation

Pour mémoire, le débit de dotation est égal à la différence entre les prélèvements en Basse Durance (*Prelev*) et les volumes d'eau entrant dans le canal usinier EDF entre les retenues de SP et Cadarache ( $Q_{BVI}$ ) (Équation 3.5). Il correspond à une demande en aval à satisfaire par le système modélisé, si possible en permanence <sup>a</sup>.

$$Qdot_{t_i} = \max\left(Prelev_{t_i} - k \times Q_{BVI_{t_i}}, 0\right) \quad (3.5)$$

Les cycles saisonniers des résultats de simulation sont exposés Figures 7.8 (chaînes GCM/Analog20) et 7.9 (chaînes DMIEH5C-1/MDES). Afin de quantifier la hausse de la demande en aval simulée, l'évolution des volumes annuels de dotation, noté  $V_{Dot}$ , a été analysée. A cet effet, les espérances des volumes annuels de dotation  $E_{V_{Dot}}$  et les coefficients de variation associés  $Cv_{V_{Dot}}$ , sont présentés Tableaux 7.6 et 7.7, respectivement pour les chaînes de simulation GCM/Analog20 et DMIEH5C-1/MDES.

Une augmentation importante de la demande en eau en aval sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  est simulée par l'ensemble des chaînes. Pour illustration, selon la chaîne GCM/Analog20 considérée (Tableau 7.6), l'augmentation du volume annuel à fournir en aval par le système, varie entre 26 et 38 % pour la période  $P_1$  et entre 41 et 71 % pour la période  $P_2$ . De même l'augmentation obtenue par les chaînes DMIEH5C-1/MDES (Tableau 7.7) varie de 28 à 37 % sur  $P_1$  et de 71 % à 91 % sur  $P_2$ .

L'augmentation de la demande en aval simulée peut s'expliquer par i) la hausse de l'évapotranspiration du fait de la hausse des températures de l'air, ii) la hausse du stress hydrique des cultures en aval causée par l'augmentation des températures (ainsi qu'une diminution des précipitations durant l'été pour certaines chaînes de simulation) et finalement iii) la diminution des contributions des bassins intermédiaires ( $Q_{BVI}$ ).

Nous noterons également une diminution de la variabilité des volumes de dotation annuels sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  (la variabilité inter-annuelle des volumes de dotation est représentée par un coefficient de variation dans les Tableaux 7.6 et 7.7). Cette diminution s'explique par la diminution de la variabilité inter-annuelle des températures (Figure 7.7) ainsi que par une augmentation du nombre de journées pour lesquelles le seuil maximal de prélèvement est atteint (Tableau 7.8). Pour mémoire, les prélèvements sont modélisés *via* l'équation 3.10 page page 61. Dans cette équation, le terme  $Prelev_{max}$  (fonction du dimensionnement des canaux d'irrigation) borne les prélèvements ce qui a pour effet de limiter les volumes d'eau à fournir par le système modélisé de SP.

---

a. Le modèle de prélèvement et le modèle hydrologique permettant de simuler les variables *Prelev* et  $Q_{BVI}$ , nécessitent des scénarios de températures et de précipitations sur le territoire en aval de la retenue de SP. Les MDES Dsclim et D2gen, utilisées pour générer ces scénarios ont été calées sur le bassin amont de SP. Les paramétrisations de ces dernières ne sont donc pas optimales pour ce territoire. Les résultats obtenus de simulation sont donc à relativiser compte tenu de cette limite.

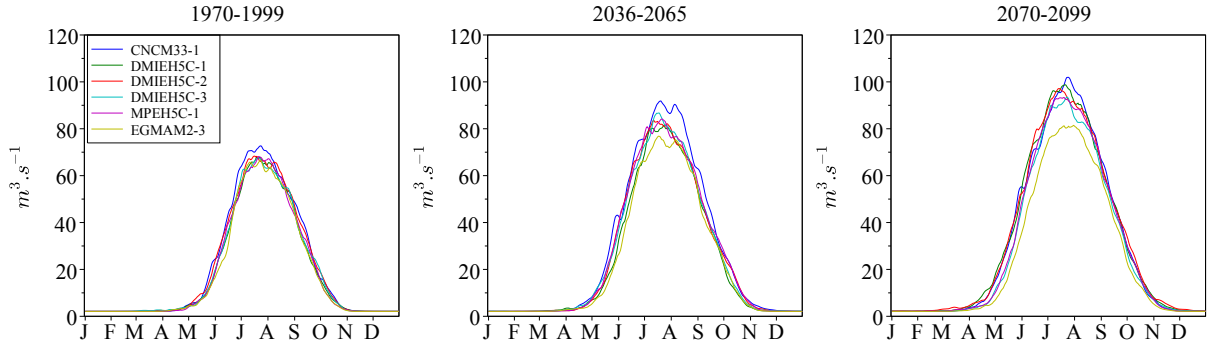


FIGURE 7.8 – Cycles saisonniers des débits de dotation simulés sur le bassin amont de la Durance sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) obtenus par les chaînes de simulation GCM/Analog20. Chaque courbe correspond à la moyenne des cycles inter-annuels moyens obtenus respectivement pour chacune des 30 réalisations de la chaîne GCM/MDES considérée. Les cycles ont été lissés sur 7 jours.

		CNCM33-1	DMIEH5C-1	DMIEH5C-2	DMIEH5C-3	EGMAM2-3	MPEH5C-1
$P_0$	$E_{V_{Dot}}$	632	575	611	583	556	575
	$Cv_{V_{Dot}}$	0.22	0.27	0.31	0.30	0.26	0.26
$P_1$	$E_{V_{Dot}}$	865(+36)	737(+28)	784(+28)	778(+33)	699(+26)	793(+38)
	$Cv_{V_{Dot}}$	0.18	0.25	0.23	0.22	0.22	0.21
$P_2$	$E_{V_{Dot}}$	974(+54)	984(+71)	986(+61)	894(+53)	783(+41)	921(+60)
	$Cv_{V_{Dot}}$	0.16	0.24	0.24	0.21	0.20	0.15

TABLEAU 7.6 – Moyennes et coefficients de variation des volumes de dotation annuels ( $Mm^3$ ) obtenus *via* les scénarios GCMs désagrégés par la MDES Analog20. Les augmentations relatives des volumes annuels de dotation par rapport à la période  $P_0$  (en %) sont indiquées entre parenthèses.

Nous constatons également une augmentation de la dispersion inter-GCMs de  $P_0$  à  $P_1$  et de  $P_1$  à  $P_2$ . Par exemple l'écart maximal entre les espérances des volumes annuels de dotation  $V_{Dot}$  est de l'ordre de  $75 Mm^3$  sur  $P_0$ , et de  $200 Mm^3$  sur  $P_2$ <sup>a</sup>. Sur la période  $P_0$  la dispersion inter-MDES est inférieure à la dispersion inter-GCMs. Néanmoins, elle devient comparable sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ .

a.  $V_{Dot} = 632 Mm^3$  pour CNCM33-1 et  $556 Mm^3$  pour EGMAM2-3 sur la période  $P_0$  et  $V_{Dot} = 986 Mm^3$  pour DMIEH5C-2 et  $783 Mm^3$  pour EGMAM2-3 sur la période  $P_2$ .



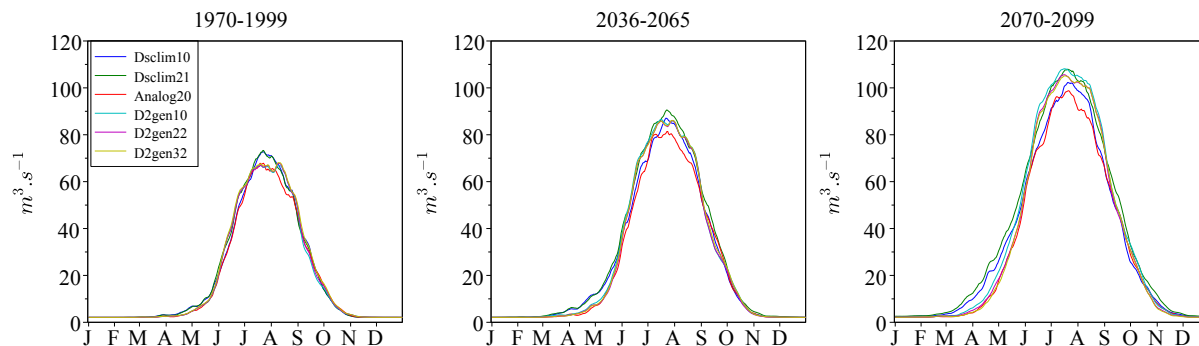


FIGURE 7.9 – Cycles saisonniers des débits de dotation simulés sur le bassin amont de la Durance sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) obtenus par les chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES. Chaque courbe correspond à la moyenne des cycles inter-annuels moyens obtenus respectivement pour chacune des 30 réalisations de la chaîne GCM/MDES considérée. Les cycles ont été lissés sur 7 jours.

		Dsclim10	Dsclim21	Analog20	D2gen10	D2gen22	D2gen32
$P_0$	$E_{V_{Dot}}$	602	612	575	594	599	612
	$Cv_{V_{Dot}}$	0.31	0.28	0.27	0.29	0.28	0.28
$P_1$	$E_{V_{Dot}}$	786(+31)	838(+37)	737(+28)	796(+34)	780(+30)	788(+29)
	$Cv_{V_{Dot}}$	0.29	0.27	0.25	0.25	0.24	0.24
$P_2$	$E_{V_{Dot}}$	1054(+75)	1169(+91)	984(+71)	1120(+89)	1064(+78)	1059(+73)
	$Cv_{V_{Dot}}$	0.27	0.27	0.24	0.21	0.21	0.19

TABLEAU 7.7 – Moyennes et coefficients de variation des volumes de dotation annuels ( $Mm^3$ ) obtenus *via* le scénario GCM DMIEH5C-1 désagrégé par les MDES considérées. Les augmentations relatives des volumes annuels de dotation par rapport à la période  $P_0$  (en %) sont indiquées entre parenthèses.

	CNCM33-1	DMIEH5C-1	DMIEH5C-2	DMIEH5C-3	EGMAM2-3	MPEH5C-1
$P_0$	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
$P_1$	5 %	3 %	2 %	3 %	3 %	3 %
$P_2$	8 %	9 %	7 %	7 %	7%	7 %

(a)

	Dsclim10	Dsclim21	Analog20	D2gen10	D2gen22	D2gen32
$P_0$	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
$P_1$	5 %	5 %	3 %	3 %	3 %	3 %
$P_2$	8 %	8 %	9 %	9 %	9 %	9 %

(b)

TABLEAU 7.8 – Augmentation de la fréquence des journées durant les mois de juillet et août pour lesquelles les prélèvements atteignent la valeur seuil  $Prelv_{max}$ . (a) Chaînes de simulation GCM/Analog20 (b) Chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES.

### 7.1.3. Modification des consommations électriques

Les consommations électriques simulées sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  conditionne l'intérêt à turbiner du système modélisé de SP. Cette section présente leur évolution ainsi que les incertitudes associées.

Les consommations électriques sont estimées *via* le modèle de consommations électriques décrit en annexe A.4. L'évolution des consommations électriques simulées ne dépend que des modifications des températures de l'air. En terme de dispersions inter-GCMs et inter-MDES, les résultats obtenus sont de fait très semblables à ceux constatés section 7.1.1.a pour les températures.

Les cycles saisonniers des consommations électriques simulées, nécessaires au calcul de l'intérêt à produire de l'énergie, sont présentés Figures 7.10 (chaînes de simulation GCM/Analog20) et 7.11 (chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES).

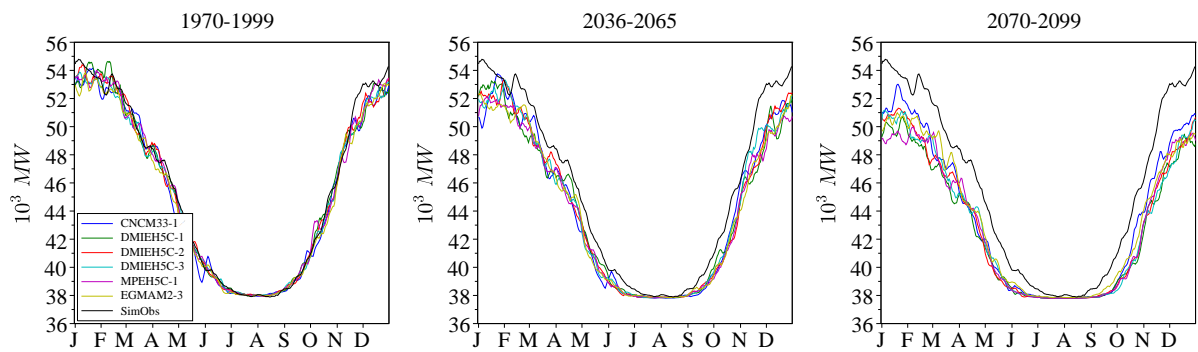


FIGURE 7.10 – Cycles saisonniers des consommations électriques simulées sur le bassin amont de la Durance sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) obtenus par les chaînes de simulation Analog20/MDES. Les cycles ont été lissés sur 7 jours.

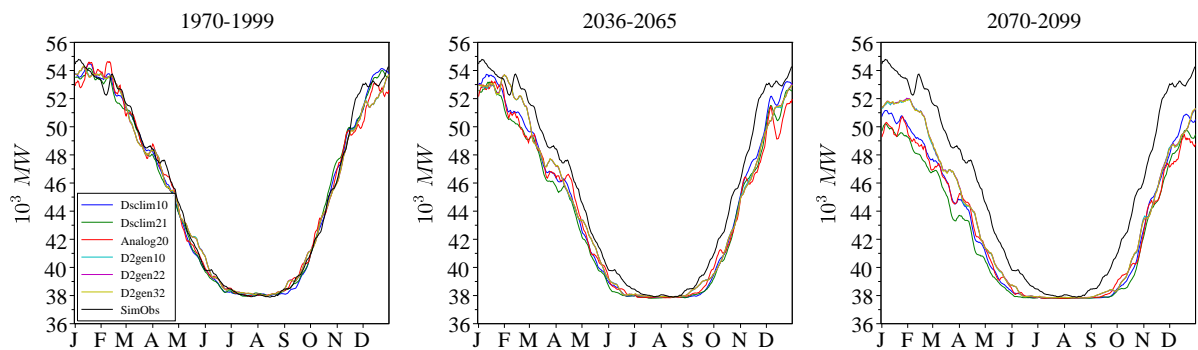


FIGURE 7.11 – Cycles saisonniers des consommations électriques simulées sur le bassin amont de la Durance sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) obtenus par les chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES. Les cycles ont été lissés sur 7 jours.

Du fait de l'augmentation des températures en climat futur, les consommations électriques simulées diminuent sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ . Les modifications saisonnières et annuelles des

consommations électriques sont très liées aux modifications de températures présentées section 7.1.1.a.

Nous noterons cependant pour l'ensemble des chaînes de simulation GCM/MDES considérées, une augmentation en durée de la période durant laquelle les consommations électriques sont constantes, i.e. la période durant laquelle la température est au dessus du seuil d'influence sur les consommations électriques ce qui résulte encore une fois de l'augmentation des températures. L'utilisation de ces scénarios de consommations électriques permettra *a minima* d'intégrer une diminution de la saisonnalité de l'intérêt à produire de l'énergie pour le système modélisé de SP.

Une expérience possible aurait été d'intégrer un processus d'augmentation de la consommation électrique lors des journées très chaudes, compte tenu d'une possible augmentation des appareils de climatisation. Un tel exercice a été réalisé pour le système simplifié évoqué dans l'article actuellement en révision François *et al.* [2013], en annexe de ce manuscrit de thèse (annexe A.1).

	1970-1990					2036-2065					2070-2099				
	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN
Obs	53	46	38	44	45										
CNCM33-1	53	46	38	44	45	-2.1%	-3%	-0.8%	-2.8%	-0.2%	-3.6%	-5.2%	-1.2%	-4.2%	-3.6%
DMIEH5C-1	53	46	38	44	45	-3.3%	-2.5%	-1%	-4%	-0.3%	-7.7%	-6.3%	-1.4%	-6.9%	-5.8%
DMIEH5C-2	53	46	38	44	45	-2.3%	-2.8%	-1%	-4%	-0.3%	-6.1%	-5.8%	-1.3%	-6.3%	-5.1%
DMIEH5C-3	53	46	38	44	45	-2.3%	-3.1%	-1%	-2.5%	-0/2%	-5.7%	-5.2%	-1.4%	-6.5%	-4.8%
MPEH5C-1	53	46	38	44	45	-4%	-3.4%	-1%	-3.7%	-0.3%	-7.1%	-5.5%	-1.4%	-5.9%	-5.1%
EGMAM2-3	52	46	38	44	45	-2.7%	-2.6%	-0.8%	-3.2%	-0.2%	-5.2%	-3.6%	-0.9%	-4.2%	-3.6%

TABLEAU 7.9 – Moyennes saisonnières et annuelles des consommations électriques France observées et simulées par les chaînes GCM/Analog20 durant la période 1970-1999 et variation relative des consommations électriques saisonnières et annuelles simulées sur les périodes 2036-2065 et 2070-2099. Les consommations électriques sont données en  $10^3 MW$

	1970-1990					2036-2065					2070-2099				
	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN	DJF	MAM	JJA	SON	AN
Obs	53	46	38	44	45										
Dsclim10	53	46	38	44	45	-2.3%	-2.6%	-0.8%	-3.3%	-2.3%	-6.6%	-6.4%	-1.2%	-6.6%	-5.4%
Dsclim21	53	46	38	44	45	-3.1%	-3.4%	-1%	-4.5%	-3%	-8%	-6.3%	-1.4%	-6.7%	-6.5%
Analog20	53	46	38	44	45	-3.3%	-2.5%	-1%	-4%	-2.7%	-4.4%	-5.2%	-1.4%	-6/2%	-5.8%
D2gen10	53	46	38	44	45	-1.5%	-2.3%	-0.9%	-3.6%	-2.1%	-4.4%	-5.2%	-1.4%	6.2%	-4.4%
D2gen22	53	46	38	44	45	-1.5%	-2.3%	-1%	-3.6%	-2.1%	-4.4%	-5.1%	-1.4%	-6.1%	-4.3%
D2gen32	53	46	38	44	45	-1.5%	-2.3%	-1%	-3.6%	-2.1%	-4.4%	-5.1%	-1.4%	-6.2%	-4.4%

TABLEAU 7.10 – Moyennes saisonnières et annuelles des consommations électriques France observées et simulées par les chaînes DMIEH5C-1/MDES durant la période 1970-1999 et variation relative des consommations électriques saisonnières et annuelles simulées sur les périodes 2036-2065 et 2070-2099. Les consommations électriques sont données en  $10^3 MW$

### 7.1.4. Modification des apports au réservoir

Pour mémoire, les apports au système modélisé de SP sont simulés *via* le modèle hydrologique Cequeau. Les scénarios de températures et de précipitations, nécessaires à ces simulations ont été présentés respectivement sections 7.1.1.a et 7.1.1.b. Les cycles saisonniers de ces apports sont exposés Figures 7.12 et 7.13.

Les évolutions sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  des espérances des apports annuels notées  $E_Q$ , ainsi que des coefficients de variation associés notés  $Cv_Q$ , sont exposés Tableaux 7.11 et 7.12.

Afin de quantifier l'amplitude de la saisonnalité des apports à l'entrée du système modélisé de SP, nous définissons un critère annuel  $\delta Qm$ , comme étant l'écart entre les deux extrema des apports mensuels (Équation 7.1).

$$\delta Qm_n = (Q_n^{max} - Q_n^{min}) \tag{7.1}$$

avec  $Q_n^{max}$  et  $Q_n^{min}$  respectivement les apports mensuels maximaux et minimaux simulés lors d'une année  $n$ .

Les espérances de  $\delta Qm$  notées  $E_{\delta Qm}$  et les coefficients de variation associés ( $Cv_{\delta Qm}$ ) sont également exposés Tableaux 7.11 et 7.12.

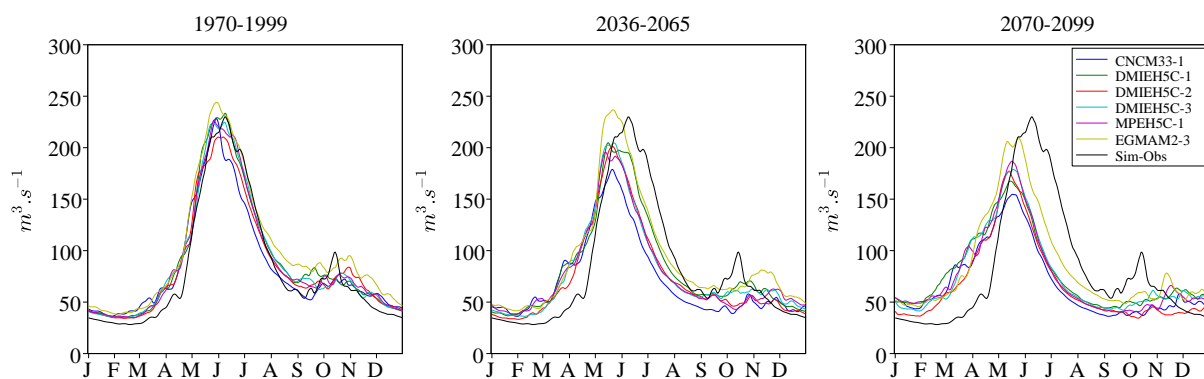


FIGURE 7.12 – Cycles saisonniers des débits simulés à l'entrée du réservoir de SP sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) obtenus par les chaînes de simulation GCM/Analog20

Sur la période  $P_0$ , les cycles saisonniers des apports au réservoir obtenus par les chaînes de simulation (courbes de couleurs Figures 7.12 et 7.13) sont relativement proches de celui simulé avec les forçages météorologiques observés (courbe noire Figures 7.12 et 7.13). Cependant, les séries d'apports simulés par les différentes chaînes présentent cependant des caractéristiques différentes, à la fois en terme de module annuel et de variabilité saisonnière (Tableaux 7.11 et 7.12). Les dispersions inter-GCMs et inter-MDES sont du même ordre de grandeur sur cette période quels que soit les critères. Néanmoins, les apports simulés par la chaîne EGMAM2-3/Analog20 sont largement supérieurs à ceux des autres chaînes considérées. Les résultats obtenus avec cette chaîne en climat futur seront donc à considérer avec précaution.

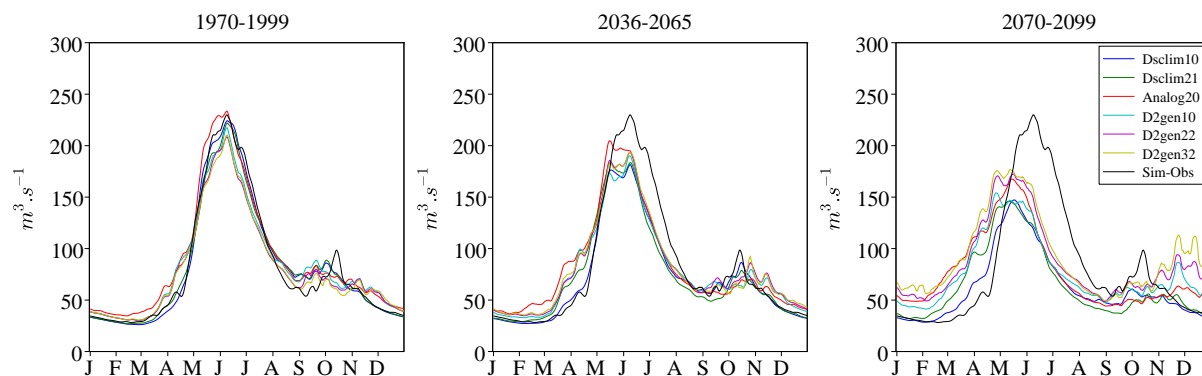


FIGURE 7.13 – Cycles saisonniers des débits simulés à l'entrée du réservoir de SP sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) obtenus par les chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES

		CNCM33-1	DMIEH5C-1	DMIEH5C-2	DMIEH5C-3	EGMAM2-3	MPEH5C-1
$P_0$	$E_Q$	<b>84.8</b>	89.5	86.8	89.1	<b>99.1</b>	88.2
	$Cv_Q$	0.21	0.18	<b>0.24</b>	0.19	<b>0.16</b>	0.17
	$E_{\delta Q_m}$	<b>180</b>	193	187	193	<b>202</b>	190
	$Cv_{\delta Q_m}$	0.3	0.31	0.32	0.32	<b>0.27</b>	<b>0.34</b>
$P_1$	$E_Q$	<b>71.7</b>	83.7	75.2	78.6	<b>91.2</b>	78.0
	$Cv_Q$	<b>0.23</b>	0.21	0.21	0.21	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>
	$E_{\delta Q_m}$	<b>146</b>	176	161	165	<b>186</b>	157
	$Cv_{\delta Q_m}$	<b>0.33</b>	<b>0.38</b>	0.34	0.34	0.35	0.35
$P_2$	$E_Q$	67.7	78.6	<b>66.7</b>	75.9	<b>85.5</b>	75.3
	$Cv_Q$	0.2	0.27	<b>0.28</b>	0.24	<b>0.17</b>	<b>0.17</b>
	$E_{\delta Q_m}$	<b>126</b>	145	143	148	<b>168</b>	149
	$Cv_{\delta Q_m}$	0.35	<b>0.46</b>	<b>0.46</b>	0.36	0.31	<b>0.29</b>

TABLEAU 7.11 – Caractéristiques des simulations d'apports GCM/Analog20;  $E_Q$  l'espérance des débits annuels;  $Cv_Q$  le coefficient de variation du débit annuel moyen;  $\delta Q_m$  l'écart moyen entre les extrema des apports mensuels,  $Cv_{\delta Q_m}$  le coefficient de variation du  $\delta Q_m$ . Les valeurs minimales et maximales de chaque critère sont indiquées en gras.

		Dsclim10	Dsclim21	Analog20	D2gen10	D2gen22	D2gen32
$P_0$	$E_Q$	82.0	81.8	<b>89.5</b>	84.7	<b>81.5</b>	83.6
	$Cv_Q$	<b>0.18</b>	0.19	0.18	0.20	0.21	<b>0.23</b>
	$E_{\delta Q_m}$	190	186	<b>193</b>	178	<b>172</b>	181
	$Cv_{\delta Q_m}$	<b>0.31</b>	0.37	<b>0.31</b>	0.33	0.33	0.36
$P_1$	$E_Q$	<b>73.4</b>	74.9	83.7	80.7	83.3	<b>87.6</b>
	$Cv_Q$	0.23	0.25	<b>0.21</b>	<b>0.26</b>	0.23	0.25
	$E_{\delta Q_m}$	<b>162</b>	167	176	171	177	<b>190</b>
	$Cv_{\delta Q_m}$	0.41	<b>0.43</b>	0.38	0.4	0.38	<b>0.37</b>
$P_2$	$E_Q$	<b>63.7</b>	66.9	78.6	80.7	91.8	<b>107.3</b>
	$Cv_Q$	0.31	<b>0.35</b>	<b>0.27</b>	0.31	0.33	0.33
	$E_{\delta Q_m}$	<b>123</b>	132	145	150	175	<b>219</b>
	$Cv_{\delta Q_m}$	0.51	<b>0.52</b>	<b>0.46</b>	0.51	<b>0.52</b>	0.50

TABLEAU 7.12 – Caractéristiques des simulations d’apports DMIEH5C-1/MDES ;  $E_{\delta Q_m}$  l’espérance des débits annuels ;  $Cv_Q$  le coefficient de variation du débit annuel moyen ;  $\delta Q_m$  l’écart moyen entre les extrema des apports mensuels,  $Cv_{\delta Q_m}$  le coefficient de variation du  $\delta Q_m$ . Les valeurs maximales et minimales de chaque critère sont indiquées en gras.

Pour l’ensemble des chaînes de simulation, les modifications des précipitations et des températures simulées sur le bassin versant en amont du système de SP, entraînent des modifications importantes du régime des apports simulés. En particulier, la hausse des températures durant le printemps entraîne une fonte précoce du manteau neigeux et par suite, une avancée du pic de crue printanier. Localisé début juin durant la période  $P_0$ , le pic de crue printanier est en moyenne avancé à la première quinzaine du mois de mai sur la période  $P_2$  (Figures 7.12 et 7.13). De même durant l’automne et sur la période  $P_2$ , la diminution des précipitations constatée pour plusieurs chaînes de simulation GCM/MDES, entraîne une forte réduction de la fréquence des crues qui de fait, disparaissent des hydrogrammes moyens (Figures 7.12 et 7.13).

Les simulations d’apports sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , réalisées à partir des chaînes de simulation GCM/Analog20 (Figure 7.12), présentent des hétérogénéités importantes selon le critère considéré (Tableau 7.11). Par exemple, la chaîne CNCM33-1/Analog20 engendre des débits généralement faibles vis-à-vis des autres chaînes de simulation (courbes bleues Figure 7.12). Seule la chaîne de simulation DMIEH5C-2/Analog20 présente une espérance d’apports annuels similaire à celle obtenue avec la chaîne CNCM33-1/Analog20 sur la période  $P_2$  ( $66.7\text{m}^3/\text{s}$  pour DMIEH5C-2 et  $67.7\text{m}^3/\text{s}$  pour CNCM33-1). Cependant, la variabilité des apports inter-annuels obtenus avec DMIEH5C-2/Analog20 est plus importante que celle résultant de la chaîne CNCM33-1/Analog20 (respectivement  $Cv_Q = 0.28$  et  $0.20$ ). La saisonnalité des apports simulés par la chaîne DMIEH5C-2/Analog20 est également plus marquée ( $E_{\delta Q_m} = 126\text{m}^3/\text{s}$  et  $143\text{m}^3/\text{s}$  respectivement pour CNCM33-1/Analog20 et DMIEH5C-2/Analog20) mais néanmoins plus variable ( $Cv_{\delta Q_m} = 0.46$  pour DMIEH5C-2/Analog20 contre  $0.35$  pour CNCM33-1/Analog20).

Des analyses similaires peuvent être réalisées pour d’autres couples de chaînes de simulation. Deux ensembles de 30 réalisations, issus de deux chaînes de simulation différentes peuvent présenter des caractéristiques similaires (e.g espérance des apports annuels) mais être très différentes

selon un autre critère (e.g. variabilité inter-annuelle des apports annuels). Ces différences résultent de combinaisons non linéaires des scénarios de précipitations et de températures aux caractéristiques bien distinctes selon les chaînes de simulation (section 7.1.1).

Il en est de même pour les chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES. Nous noterons en particulier les résultats obtenus *via* la famille D2gen (courbes de couleur turquoise, violette et or Figure 7.13). En effet, les simulations DMIEH5C-1/D2gen22 et DMIEH5C-1/D2gen32 présentent une augmentation d'apports moyens sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ . Ces augmentations résultent en partie de l'augmentation importante des précipitations hivernales (Figure 7.5), qui n'étant pas stockées sous forme de neige à cause de la hausse des températures à cette saison, engendrent des crues pouvant être très importantes à cette saison (Figure 7.13).

De manière générale, les coefficients de variations des moyennes et de la saisonnalité des apports simulés par la méthode Analog20 sont les plus faibles constatés, en particulier pour les périodes futures. Les MDES Dsclim présentent des variabilités élevées en climat futur alors que les moyennes des apports sont très inférieures à celles obtenues *via* les autres MDES.

Les incertitudes sur le devenir des apports en climat futur sont de fait plus importantes que celles obtenues pour les températures. Elles s'expliquent essentiellement par les dispersions inter-GCMs et inter-MDES des précipitations. Des phénomènes non linéaires, couplant à la fois les modifications des précipitations et des températures en climat futur peuvent augmenter par ailleurs ces incertitudes (e.g. effet de la neige, Lafaysse [2011]). Sur la période  $P_2$  les importantes crues hivernales obtenues *via* les MDES D2gen amènent *l'incertitude à fine échelle* (i.e. inter-MDES) à être plus importante que *l'incertitude à grande échelle* (i.e. inter-GCMs), ce qui n'était pas le cas durant la période de contrôle  $P_0$ .

### 7.1.5. Conclusion partielle

Durant cette section, l'impact du changement climatique sur les variables d'intérêt de la gestion a été évalué à partir de la série d'expériences présentée dans le Tableau 7.1. La synthèse de cet exercice peut être réalisée à deux niveaux :

#### Impacts du changement climatique :

Les températures devraient augmenter sur le siècle à venir. Certains scénarios présentent d'ailleurs jusqu'à 4°C d'augmentation à l'échelle annuelle. Celle-ci n'est cependant pas homogène sur l'année : une hausse plus importante est attendue durant la saison estivale. La distribution saisonnière des précipitations devraient être largement modifiée. En particulier, les précipitations hivernales augmenteraient alors qu'une diminution est attendue pour les autres saisons.

L'augmentation conjointe des précipitations et des températures durant l'hiver provoquerait une diminution du stockage naturel sur le bassin versant sous forme de neige, et entraînerait par suite une augmentation des débits à cette période d'une part et une diminution des débits printaniers dus à la fonte d'autre part. Cela impliquerait une saisonnalité des apports moins marquée. De plus, l'augmentation attendue des températures avancerait



l'onde de fonte dans l'année (fonte plus précoce du manteau neigeux sur le bassin) de dix à vingt jours en moyenne sur la période  $P_1$  et jusqu'à 1 mois sur la période  $P_2$ .

Le débit de dotation à fournir en aval pourrait augmenter du fait de l'augmentation des températures et de la diminution des précipitations durant le printemps et l'été.

Les consommations électriques simulées seraient amenées, elles aussi, à diminuer.

### **Incertitudes liées aux modèles :**

Derrière ce constat plutôt général se cachent de nombreuses incertitudes qui se révèlent être à deux niveaux différents : les incertitudes liées aux GCMs et les incertitudes liées aux MDES.

Durant la période de contrôle  $P_0$ , les deux types d'incertitudes ont des niveaux très comparables. Sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , ces deux sources d'incertitudes conduisent à des scénarios de forçages météorologiques futurs pouvant être très différents, particulièrement concernant les modifications des précipitations. Pour ces dernières, ces deux sources d'incertitudes sont d'amplitudes très distinctes et les modifications obtenues sont parfois même de signes opposés, à la fois à l'échelle saisonnière et annuelle.

Ces scénarios de forçages météorologiques régissent l'évolution des usages simulés (e.g. les consommations électriques, la demande en eau en aval du système) et des débits simulés. Nous avons constaté que les dispersions inter-GCMs et inter-MDES étaient pour certaines variables, très importantes sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  (e.g. précipitations, débits). En climat de contrôle  $P_0$ , toutes ces chaînes de simulation présentent des performances très similaires. Il nous est donc impossible d'en choisir une en particulier pour la suite des analyses. C'est pourquoi il est nécessaire de considérer tous les scénarios de forçages météorologiques, afin de prendre en compte ces incertitudes.

Les modifications des forçages météorologiques devraient impacter le fonctionnement du système modélisé de SP et donc sa performance. Au delà des modifications probables de la performance estimée dans un contexte de changement climatique, nous allons chercher à évaluer les incertitudes liées aux GCMs et aux MDES sur cette estimation de performance. Ce travail est réalisé section 7.2.

## **7.2. MODIFICATION DE LA PERFORMANCE ESTIMÉE ET INCERTITUDES**

L'évolution de la performance du système modélisé de SP est ici estimée à l'aide des simulations de la gestion *via* le modèle AC. En particulier, les signatures de stock moyennes sont présentées section 7.2.1 et les critères quantitatifs de performance section 7.2.2.

### **7.2.1. Signatures de stock moyennes**

Les signatures de stock moyennes sont exposées Figures 7.14 et 7.15 pour les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$ , respectivement pour les chaînes de simulation GCM/Analog20 et DMIEH5C-1/MDES.

Celles-ci sont fortement impactées par le changement climatique. En particulier, les déstockages estivaux augmentent sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , et les déstockages hivernaux diminuent. Les premiers, particulièrement importants sur la période  $P_2$ , résultent à la fois de l'augmentation du débit de dotation (Figures 7.8 et 7.9) et de la diminution des apports estivaux (Figures 7.12 et 7.13). La diminution des déstockages hivernaux résulte de l'augmentation des apports durant l'hiver mais surtout de la diminution du stockage hivernal sur le bassin sous forme de neige, et donc de la diminution du volume d'apport printanier. En effet, la diminution des apports au printemps ne permet pas de vider autant le réservoir durant l'hiver tout en garantissant l'objectif de cote touristique au 1<sup>er</sup> juillet.

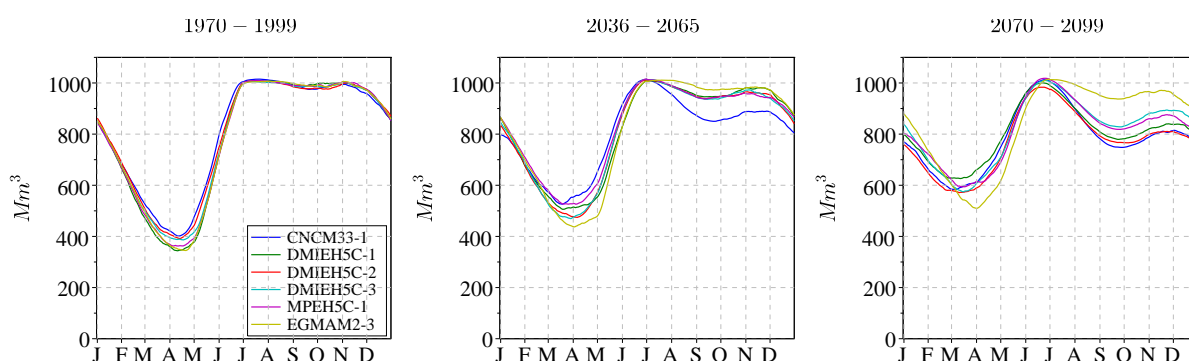


FIGURE 7.14 – Signatures de stock moyennes obtenues sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) par les chaînes de simulation GCM/Analog20 *via* le modèle AC.

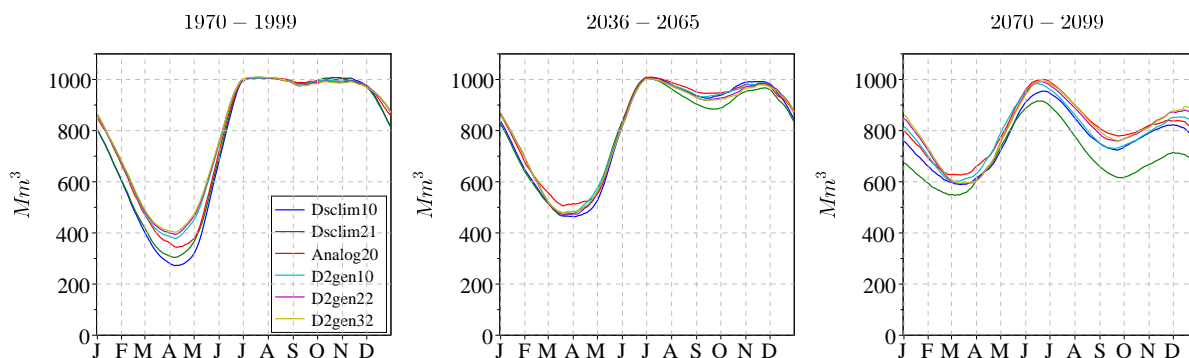


FIGURE 7.15 – Signatures de stock moyennes obtenues sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) par les chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES *via* le modèle AC.

Les incertitudes liées aux GCMs et aux MDES sur l'évaluation des signatures de stock moyennes sont de niveaux comparables mais présentent néanmoins quelques singularités :

#### **Incertainces liées aux chaînes GCM/Analog20 :**

Sur la période  $P_1$ , la signature de stock moyenne estimée à partir de la chaîne de simulation CNCM33-1/Analog20 présente, vis-à-vis des autres signatures GCM/Analog20, un déstockage important durant la période estivale (Figure 7.14). Cette différence résulte de

la combinaison entre i) de très faibles apports entrant dans le système à cette période de l'année (courbe bleue Figure 7.12), et ii) d'un volume à fournir en aval du système de SP important (i.e.  $865 \text{ Mm}^3$  en moyenne inter-annuelle, Tableau 7.6).

Sur la période  $P_2$ , la signature de stock moyenne estimée à partir de la chaîne de simulation EGMA2-3/Analog20 ne présente pas de déstockages aussi significatifs que ceux obtenus par les autres chaînes de simulation GCM/Analog20. Ici, la raison de ce faible déstockage moyen est diamétralement opposée au cas précédent (comme indiqué précédemment, les apports simulés par cette chaîne restent importants même en climat futurs (Figure 7.12 et Tableau 7.11)). Cette chaîne de simulation présente de plus un volume annuel moyen de dotation  $V_{Dot}$  limité (i.e.  $783 \text{ Mm}^3$ , Tableau 7.6)).

### Incertitudes liées aux chaînes DMIEH5C-1/MDES :

La signature de stock moyenne estimée à partir de la chaîne de simulation DMIEH5C-1/Dsclim21 présente la particularité de ne pas atteindre l'objectif de cote au 1<sup>er</sup> juillet. Cette apparente non satisfaction moyenne de l'objectif de cote résulte en fait de certaines années où le niveau de remplissage du système au 1<sup>er</sup> juillet est très éloigné de l'objectif. Cette configuration se présente par exemple lorsque une année particulièrement sèche en précède une autre. En d'autres termes, la satisfaction des besoins en eau une année donnée peut d'ores et déjà condamner la satisfaction de la côte touristique et parfois même la satisfaction des besoins en eau estivaux de l'année suivante. Pour illustration, la trajectoire de réserve d'une réalisation particulière (courbe bleue) est présentée Figure 7.16 du 1<sup>er</sup> juillet 2090 au 1<sup>er</sup> juillet 2098. Sur cette figure, nous pouvons observer que le niveau de remplissage du réservoir à la fin de la période estivale de l'année 2092, est déjà inférieur à la courbe guide de remplissage (courbe rouge).

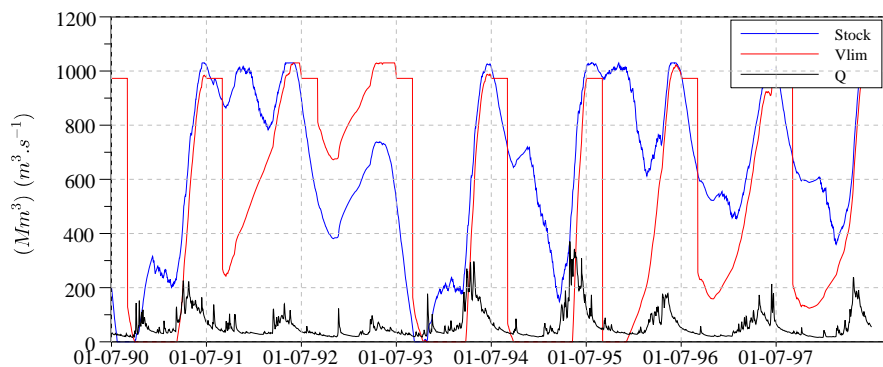


FIGURE 7.16 – Trajectoire de réserve simulée (bleu), courbe guide de remplissage (rouge) et apports entrants dans le système (noir) du 01 juillet 2090 au 1 juillet 2098. Ces trajectoires ont été obtenues pour une réalisation de la chaîne DMIEH5C-1/Dsclim21. Cet exemple illustre la configuration durant laquelle il est impossible au modèle AC de garantir une année donnée, l'objectif de remplissage. La trajectoire de réserve et la courbe de remplissage sont présentées en  $\text{Mm}^3$ , les apports en  $\text{m}^3/\text{s}$

Cette configuration particulière peut également être obtenue par d'autres chaînes de simulation que la chaîne DMIEH5C-1/Dsclim21. Cependant, la fréquence plus ou moins

importante de cette configuration pour cette chaîne de simulation engendre ce type de modification de la signature de stock moyenne. Cette chaîne présente en effet une diminution significative des précipitations durant la saison JJA (-12.1 %, Tableau 7.5) ainsi que des anomalies de températures élevées durant les saisons JJA et SON (respectivement  $+5.3^{\circ}C$  et  $+4.9^{\circ}C$ , Tableau 7.3), ce qui la rend particulièrement vulnérable à ce type de situation.

Également, la dispersion inter-MDES des amplitudes des déstockages estivaux augmente en climat futur mais reste inférieur à la dispersion inter-GCMs sur cette période.

### 7.2.2. Évaluation des critères de performance

Les moyennes des critères de performance sont exposées dans les Tableaux 7.13 et 7.14, respectivement pour les chaînes de simulation GCM/Analog20 et DMIEH5C-1/MDES. Les critères de fiabilité ( $Fia$ ) et de vulnérabilité ( $Vul_M$  et  $Vul_H$ ) relatifs à la satisfaction du débit de dotation ne sont pas présentés. Étant l'objectif prioritaire, cet objectif est satisfait dans la plupart des configurations. En effet, seules les situations similaires à celle illustrée Figure 7.16 peuvent conduire à ne pas satisfaire ce débit. Comme expliqué précédemment cela concerne peu de simulations et uniquement le GCM DMIEH5C-1. La fiabilité relative à la satisfaction du débit de dotation n'est cependant jamais inférieure à 99 %. Ainsi, seuls les critères de fiabilité ( $Fia$ ) et de vulnérabilité ( $Vul_M$  et  $Vul_H$ ) relatifs à la satisfaction de la cote touristique, sont présentés dans les Tableaux 7.13 et 7.14. Aussi, les indicateurs de revenus  $GHEP$  et de déversements  $V_{Dev}$  seront discutés.

Nous pouvons constater de fortes hétérogénéités sur les estimations des moyennes de critères de performance. D'une manière générale, les fiabilités, les indices de revenus et les volumes déversés sont amenés à diminuer, les vulnérabilités à augmenter.

Concernant l'incertitude liée aux GCMs : les forçages météorologiques simulés par la chaîne EGMAM2-3/Analog20 sont très favorables à une performance du système modélisé élevée (i.e. une forte fiabilité même durant la période  $P_2$ , des vulnérabilités très limitées, un indice de revenus élevé). Cette chaîne de simulation contribue beaucoup à l'incertitude liée aux GCMs, mais comme nous l'avons évoqué, les résultats obtenus par cette chaîne sont sujet à discussion au regard des volumes d'apports annuels moyens très élevés sur la période  $P_0$  (Tableau 7.11). Au contraire, les forçages météorologiques relatifs aux scénarios issus des chaînes de simulation CNCM33-1/Analog20, DMIEH5C-2/Analog20 et DMIEH5C-3/Analog20 ne permettent pas *a priori* au modèle de gestion AC d'atteindre une performance moyenne aussi élevée. Pour les scénarios CNCM33-1/Analog20 et DMIEH5C-2/Analog20 par exemple, les mauvais scores de performance résultent d'une diminution importante des apports sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  (Tableau 7.11) ainsi qu'à une forte augmentation du débit de dotation durant ces périodes (Tableau 7.6).

	<i>Fia</i>			<i>Vul<sub>M</sub></i>			<i>Vul<sub>H</sub></i>			<i>G<sub>HEP</sub></i>			<i>V<sub>Dev</sub></i>		
	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>
CNCM33-1	96	51	30	56	325	434	23	85	118	3.8	3.1	2.9	50	1	0
DMIEH5C-1	97	77	36	92	221	527	40	63	138	4	3.6	3.2	92	12	1
DMIEH5C-2	92	75	39	119	281	789	43	74	159	3.9	3.3	2.8	77	5	0
DMIEH5C-3	95	76	47	193	253	530	78	61	111	4	3.5	3.2	82	2	0
MPEH5C-1	95	75	41	95	201	382	39	55	88	4	3.4	3.2	102	1	0
EGMAM2-3	99	93	76	16	111	170	9	37	48	4.4	4	3.7	140	5	1

TABLEAU 7.13 – Estimation des moyennes des critères de performance sur les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$  à partir des chaînes de simulation GCM/Analog20 :  $Fia$  (%),  $Vul_M$  ( $Mm^3$ ),  $Vul_H$  ( $Mm^3$ ),  $G_{HEP}$  ( $10^{15}U.M$ ) et  $V_{Dev}$  ( $Mm^3$ ). Pour chaque critère de performance et pour chaque période, les meilleurs scores sont colorés en vert, les moins bons en bleu.

	<i>Fia</i>			<i>Vul<sub>M</sub></i>			<i>Vul<sub>H</sub></i>			<i>G<sub>HEP</sub></i>			<i>V<sub>Dev</sub></i>		
	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>	<i>P<sub>0</sub></i>	<i>P<sub>1</sub></i>	<i>P<sub>2</sub></i>
Dsclim10	96	73	33	200	359	898	89	89	209	3.6	3.1	2.5	69	54	1
Dsclim21	96	61	25	148	339	971	65	93	281	3.6	3.2	2.6	107	32	0
Analog20	97	77	36	92	221	527	40	63	138	4	3.6	3.2	92	12	1
D2gen10	95	73	28	186	293	809	85	86	178	3.7	3.4	3.2	76	12	3
D2gen22	94	73	35	186	347	650	69	94	157	3.6	3.6	3.6	58	17	56
D2gen32	94	72	38	185	337	675	64	96	148	3.6	3.6	3.9	72	46	88

TABLEAU 7.14 – Estimation des moyennes des critères de performance sur les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$  à partir des chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES :  $Fia$  (%),  $Vul_M$  ( $Mm^3$ ),  $Vul_H$  ( $Mm^3$ ),  $G_{HEP}$  ( $10^{15}U.M$ ) et  $V_{Dev}$  ( $Mm^3$ ). Pour chaque critère de performance et pour chaque période, les meilleurs scores sont colorés en vert, les moins bons en bleu.

Concernant les incertitudes liées aux MDES, les moyennes des critères de performance obtenues à partir des chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES sont exposées dans le Tableau 7.14. Tout comme ce qui a été constaté pour les simulations GCMs, les forçages météorologiques obtenus par certaines MDES ne permettent pas *a priori* une performance élevée du système de gestion modélisé. Nous observons par exemple une performance relativement faible pour les MDES de la famille Dsclim (i.e. de fortes valeurs de vulnérabilité ainsi que de faibles indices de revenus).

Les MDES D2gen22 et D2gen32 sont les seules à conserver des indices de revenus  $G_{HEP}$  élevés durant les périodes  $P_1$  et  $P_2$  (l'indice de revenus obtenu *via* D2gen32 augmente d'ailleurs durant la période  $P_2$ ). Ces fortes valeurs s'expliquent par des apports très conséquents durant l'hiver (Figure 7.13), période pour laquelle l'intérêt à produire de l'énergie est élevé. La contrepartie de ces importants revenus est une augmentation des volumes déversés durant la période  $P_2$ .

La MDES Analog20 présente, pour une grande majorité des critères de performance, les meilleurs scores moyens vis-à-vis des autres MDES.

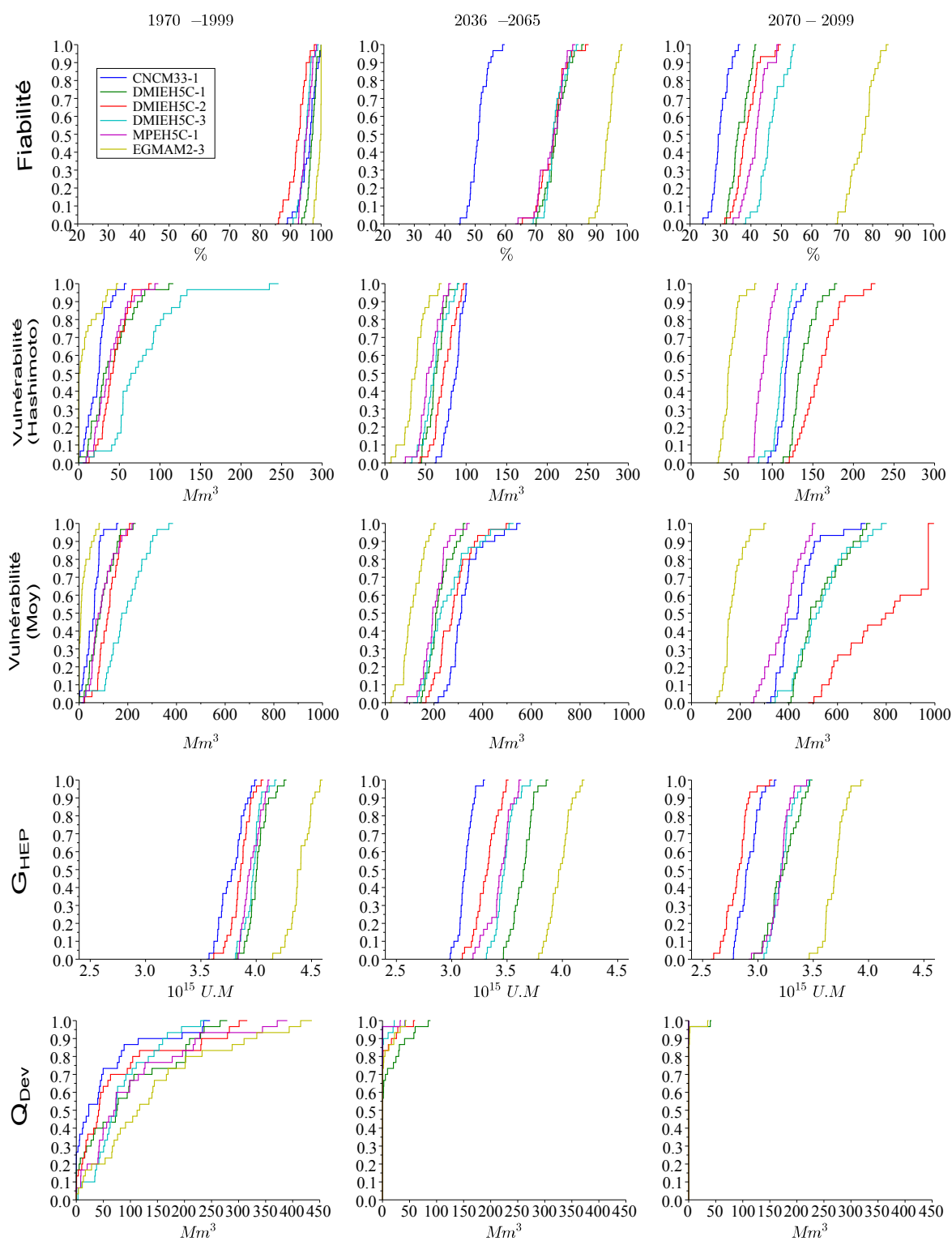


FIGURE 7.17 – Fonction de distribution des critères de performance estimés sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) par les chaînes de simulation GCM/Analog20 *via* le modèle AC.

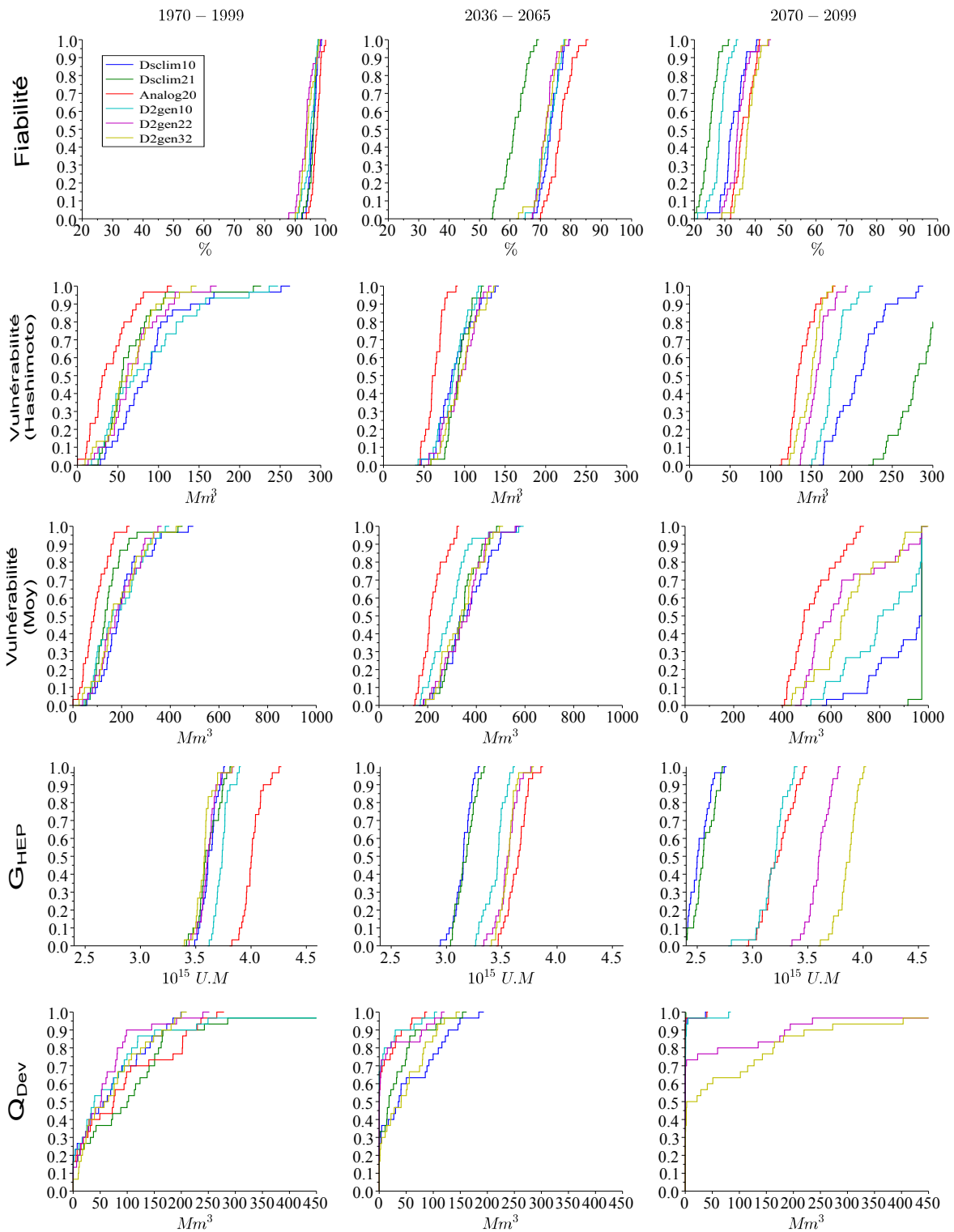


FIGURE 7.18 – Fonction de distribution des critères de performance estimés sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) par les chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES *via* le modèle AC.

Comme nous avons pu le montrer au chapitre 6, le nombre de 30 réalisations sur lesquelles sont calculés les critères de performance, a été choisi parce qu'il permettait d'avoir une évaluation robuste, de la moyenne du critère ainsi que de son écart-type. Cependant, cette analyse a été réalisée en climat présent. Une question peut alors se poser : la dispersion des distributions des critères de performance est elle modifiée sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  ? Ces dernières sont présentées Figures 7.17 et 7.18 respectivement pour les chaînes de simulation GCM/Analog20 et DMIEH5C-1/MDES.

De manière générale, les modifications de forme des distributions des critères de performance sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  restent faibles devant l'évolution de la médiane. Néanmoins, nous pouvons constater que ces modifications de formes ne sont pas identiques pour tous les critères de performance d'une part ni pour l'ensemble des chaînes de simulation d'autre part.

La forme des distributions est par exemple peu modifiée pour les critères de fiabilité ( $Fia$ ) et de revenus ( $G_{HEP}$ ), bien que ces dernières tendent à s'élargir sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ .

Les distributions des critères de vulnérabilité tendent également à s'élargir, en particulier sur la période  $P_2$ . Nous pouvons noter que certaines chaînes de simulation présentent des réalisations pour lesquelles la valeur de vulnérabilité  $Vul_M$  est égale à  $1030 \text{ Mm}^3$  (7.18). Cela indique qu'il existe au minimum une date, durant ces réalisations de 30 années, pour laquelle la réserve est complètement vide. Comme nous l'avons illustré Figure 7.16, les chaînes de simulation DMIEH5C-1/Dsclim sont propices à ce type de situation. Dans ces cas là, la fourniture du débit de dotation n'est pas assuré dans sa totalité.

Ainsi, les incertitudes liées aux GCMs et aux MDES sur l'évolution des forçages météorologiques pour les périodes futures se traduisent par des incertitudes importantes sur l'estimation de la performance du système de gestion de SP. Les modifications des variables d'intérêt de la gestion peuvent, pour certaines chaînes de simulation, conduire à des modifications de performance de natures et d'amplitudes différentes.

## 7.3. SIGNIFICATIVITÉ DES CHANGEMENTS

Cette section propose d'évaluer i) la significativité des changements précédemment observés sur les périodes  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099), et ii) les incertitudes liées aux GCMs et aux MDES sur des horizons autres que  $P_1$  et  $P_2$ .

Les GCMs sont forcés par les émissions de gaz à effet de serre observées sur la période 1860-2000 et par les scénarios d'émissions A1B sur la période 2000-2100 (Nakicenovic *et al.* [2001]). Les forçages solaire et volcanique sont constants sur l'ensemble de la période 1860-2100. L'augmentation observée des émissions de gaz à effet de serre de 1860 à 1980 est suffisamment faible pour considérer la modification du forçage radiatif négligeable sur cette période. Ainsi, la variabilité des forçages météorologiques, simulés durant la période 1860-1980 (Figure 7.19), ne dépend *a priori* que de la variabilité interne des GCMs, généralement considérée comme représentative de la variabilité naturelle du climat (Lafaysse *et al.* [2013]).



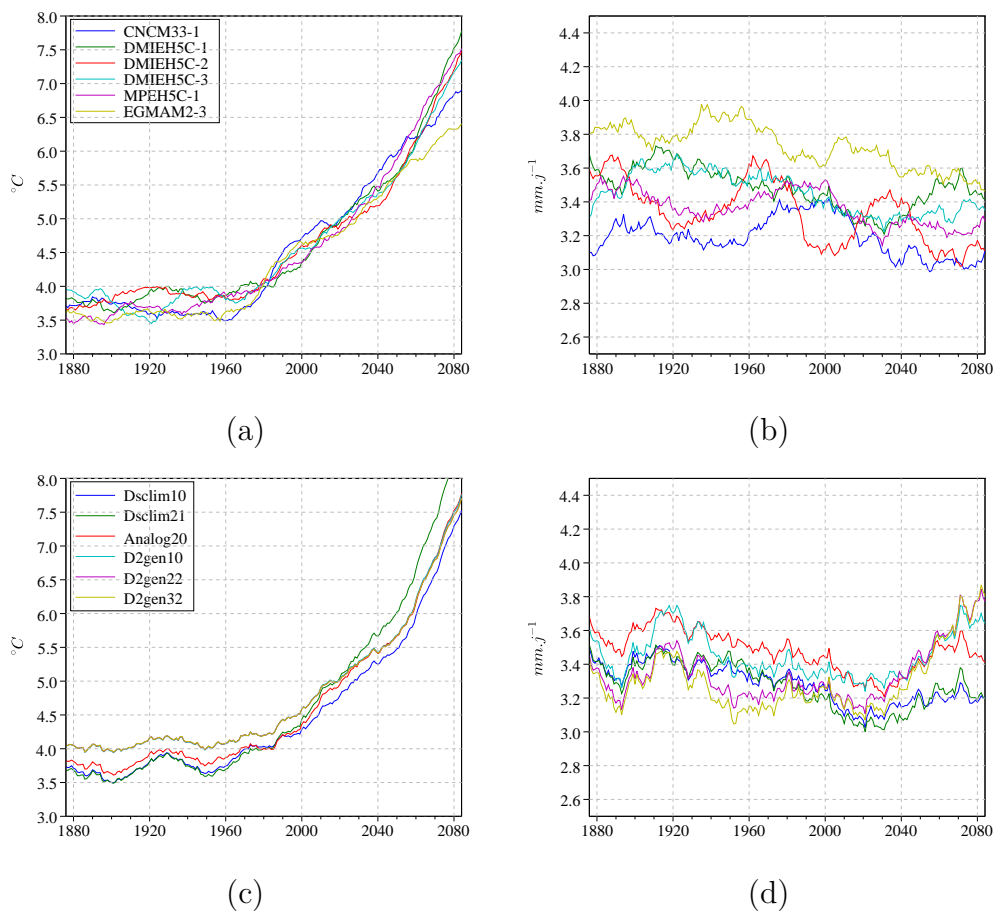


FIGURE 7.19 – Évolution des températures annuelles (a & c) et des précipitations annuelles (b & d) sur le bassin amont de SP, de 1860 à 2099 (lissée sur une fenêtre de 30 ans). Haut : Chaînes de simulation GCM/Analog20. Bas : Chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES.

La modélisation du système de SP *via* le modèle AC permet facilement de réaliser des simulations de gestion continues sur la période 1860-2099<sup>a</sup>. La variabilité de la performance du système modélisé de SP, en lien avec la variabilité naturelle du climat, peut ainsi être évaluée. Cette variabilité sera comparée à la performance estimée sur les périodes futures. Cela nous permettra de préciser ou non la significativité des modifications de performance estimées sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ .

Les évolutions temporelles de trois caractéristiques du système modélisé de SP ont été estimées sur la base de 30 réalisations de 240 ans (1860-2099) pour chacune des chaînes de simulation considérées (Tableau 7.1). Ces caractéristiques sont :

- L'évolution des stocks minimaux annuels moyens de la retenue modélisée de SP : l'évolution de cette variable permettra d'estimer la modification de l'amplitude des déstockages hivernaux (Figure 7.20, Tableau 7.15)

a. Les expériences considérées sont toujours celles présentées dans le Tableau 7.1

- L'évolution de la fiabilité vis-à-vis du respect de l'objectif de cote touristique, estimée sur une durée de 30 années (Figure 7.21, Tableau 8.1).
- L'évolution des indicateurs de revenus  $G_{HEP}$ , estimés sur une durée de 30 années (Figure 7.22, Tableau 8.2).

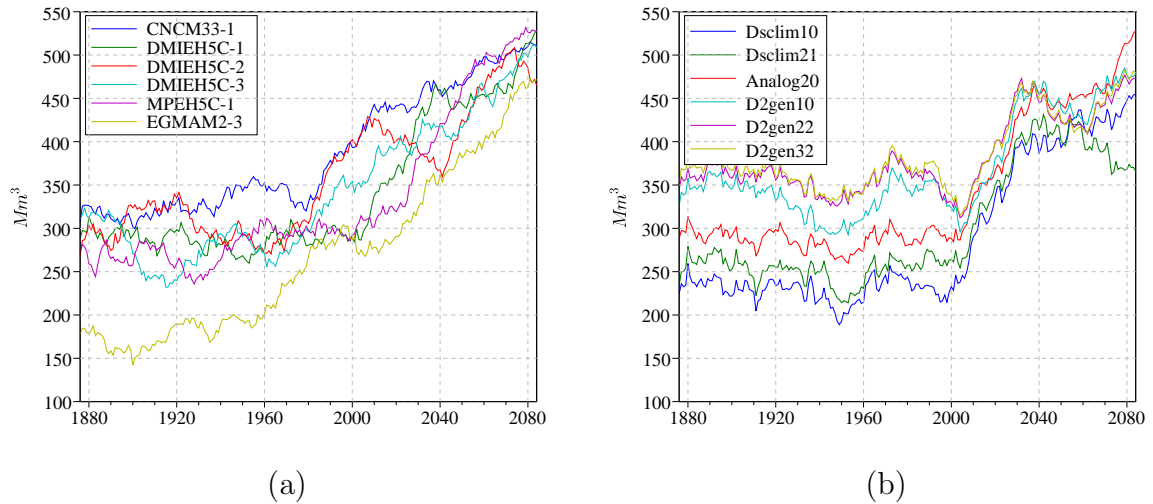


FIGURE 7.20 – Évolution du stock minimal annuel de 1860 à 2099 lissée sur une fenêtre de 30 ans. (a) Chaînes de simulation GCM/Analog20. (b) Chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES.

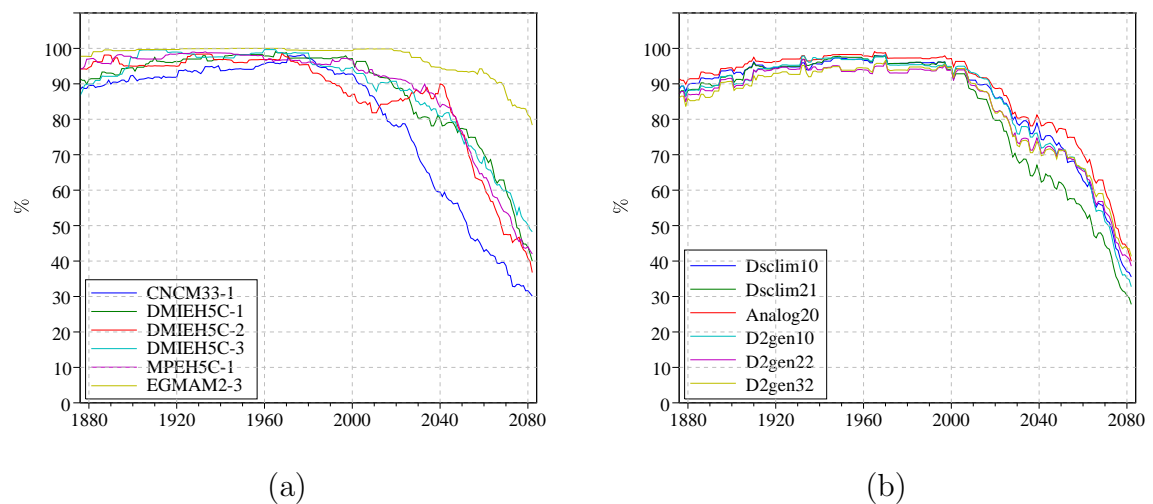


FIGURE 7.21 – Évolution de la fiabilité annuelle de 1860 à 2099 lissée sur une fenêtre de 30 ans. (a) Chaînes de simulation GCM/Analog20. (b) Chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES.

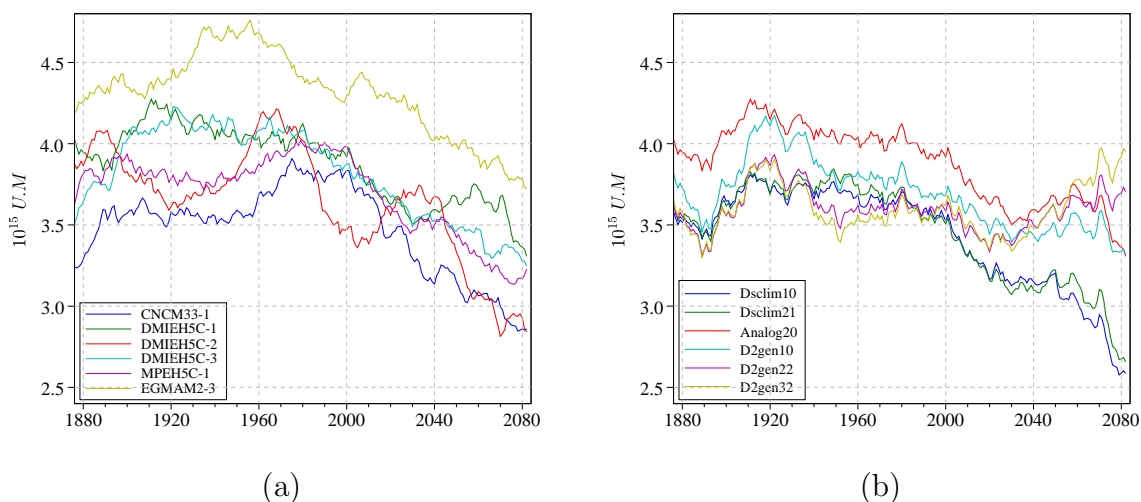


FIGURE 7.22 – Évolution de l’indicateur de revenus cumulés sur 30 ans de 1860 à 2099. (a) Chaînes de simulation GCM/Analog20. (b) Chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES.

### 7.3.1. Performance estimée de 1860 à 1980

Toutes chaînes de simulation confondues, les stocks minimaux annuels moyens, calculés sur une période de 30 années, fluctuent sur la période 1860-1980 dans une gamme allant de  $142 \text{ Mm}^3$  à  $395 \text{ Mm}^3$  (Figure 7.20 et Tableau 7.15). Notons cependant que pour une chaîne de simulation donnée, l’écart entre les valeurs minimales et maximales de ces valeurs de stock sur la période 1860-1980, est plus limité (de l’ordre de  $50$  à  $70 \text{ Mm}^3$  selon la chaîne de simulation considérée). La chaîne EGMAM2-3/Analog20 présente une variabilité plus importante que les autres chaînes sur la période 1860-1980 (i.e. un écart entre les valeurs minimale et maximale de l’ordre de  $140 \text{ Mm}^3$ ), et contribue donc beaucoup à l’incertitude liée aux GCMs. Si nous faisons abstraction de cette chaîne de simulation particulière, nous constatons que la dispersion inter-GCMs est légèrement inférieure à la dispersion inter-MDES.

La fiabilité varie de 86.7 à 100 % pour les chaînes de simulation GCM/Analog20, et de 83.6 à 99.1 % pour les chaînes DMIEH5C-1/MDES (Tableau 8.1). La dispersion inter-GCMs est du même ordre de grandeur que la dispersion inter-MDES, à savoir faible (Figure 7.21).

L’indicateur de revenu est également variable sur la période 1860-1980 (Figure 7.22). Pour ce critère, la dispersion inter-GCMs est supérieure à la dispersion inter-MDES, aussi bien en termes de valeur moyenne sur la période 1860-1980, qu’en termes d’étendue entre les valeurs maximales et minimales (Figure 7.22 et Tableau 8.2).

### 7.3.2. Performance estimée de 1980 à 2099

A partir de l'année 1980 les stocks minimaux annuels simulés augmentent. Ces augmentations ont déjà été illustrées sur les figures 7.14 et 7.15 pour les périodes  $P_1$  et  $P_2$ . Elles sont essentiellement expliquées par la contrainte de cote au 1<sup>er</sup> juillet à satisfaire, dans un contexte où les apports entrant dans la retenue diminuent.

Quelle que soit la chaîne de simulation, les valeurs de stocks minimaux moyens obtenues sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  sont supérieures à celles obtenues sur la période 1860-1980 (Tableau 7.15). Les modifications de ces critères semblent donc significatives.

Également, la dispersion inter-GCMs et inter-MDES durant la période 1980-2099 est modifiée (Figure 7.20). La dispersion inter-GCMs a en effet tendance à augmenter sur la période 2000-2040 pour ensuite diminuer sur la période 2060-2099. Au contraire la dispersion inter-MDES diminue sur la période 2000-2040 pour finalement augmenter à nouveau à la fin du siècle.

Une analyse similaire peut être conduite pour le critère de fiabilité : la diminution de la fiabilité est significative sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ . Effectivement, les fiabilités estimées sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  sont largement inférieures aux valeurs obtenues sur la période 1860-1980 (Figure 7.21 et Tableau 8.1).

De plus, nous pouvons remarquer une augmentation importante de la dispersion inter-GCMs du fait d'une diminution importante de la fiabilité pour la simulation CNCM33-1/Analog20 et une diminution plus modérée pour la simulation EGMAM2-3/Analog20.

Dans la majorité des cas, les diminutions de  $G_{HEP}$  sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  sont supérieures à la gamme de variabilité constatée sur la période 1860-1980.

Néanmoins, les diminutions observées pour la période  $P_1$  sont, pour certaines simulations, très proches de certaines valeurs obtenues sur la période 1860-1980<sup>a</sup>. Pour les chaînes de simulations DMIEH5C-1/D2gen, les modifications de  $G_{HEP}$  sur la période  $P_1$ , ne sont pas significatives au regard de la variabilité de ce critère sur la période 1860-1980. C'est également le cas sur la période  $P_2$  pour les simulations DMIEH5C-1/D2gen22 et DMIEH5C-1/D2gen32.

La dispersion inter-GCMs ne semble pas modifiée sur la période 1980-2099, au contraire la dispersion inter-MDES augmente à l'horizon  $P_2$ . En effet, les diminutions importantes de  $G_{HEP}$  obtenues à la fin du siècle pour les chaînes DMIEH5C-1/Dsclim10 et DMIEH5C-1/Dsclim21 ainsi que l'absence de modification pour les chaînes DMIEH5C-1/D2gen22 et DMIEH5C-1/D2gen32, augmentent l'incertitude liée aux MDES sur l'évolution de ce critère.

a. e.g. pour la simulation DMIEH5C-3/Analog20, la valeur de  $G_{HEP}$  sur  $P_1$  est égale à  $3.48 \times 10^{15}$  U.M alors que la valeur minimale sur 1860-1980 est de  $3.5 \times 10^{15}$  U.M

	CNCM33-1	DMIEH5C-1	DMIEH5C-2	DMIEH5C-3	MPEH5C-1	EGMAM2-3
Min[1860,1980]	300	260	268	232	236	142
Moy[1860,1980]	328	287	300	279	275	190
Max[1860,1980]	359	314	341	324	312	278
$P_1$	460	454	367	417	420	361
$P_2$	501	513	482	498	526	463

(a)

	Dsclim10	Dsclim21	Analog20	D2gen10	D2gen22	D2gen32
Min [1860,1980]	189	214	260	293	326	331
Moy [1860,1980]	229	251	287	330	356	362
Max [1860,1980]	259	279	314	370	389	395
$P_1$	386	413	454	455	445	449
$P_2$	448	368	513	477	472	476

(b)

TABLEAU 7.15 – Significativité des réductions des déstockages hivernaux sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  vis-à-vis des fluctuations observées sur la période 1860-1980. Les valeurs de stock sont exprimées en  $\text{Mm}^3$ . (a) Chaînes de simulation GCM/Analog20. (b) Chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES.

	CNCM33-1	DMIEH5C-1	DMIEH5C-2	DMIEH5C-3	MPEH5C-1	EGMAM2-3
Min [1860,1980]	88.3	89.9	93.9	86.7	94.3	97.7
Moy [1860,1980]	93.3	96.1	96.3	96.9	97.5	99.6
Max [1860,1980]	98.2	99.1	98.6	99.7	99	100
$P_1$	51.1	76.7	75.4	76.2	75.2	93.4
$P_2$	30	36.4	38.7	46.6	41.6	76.5

(a)

	Dsclim10	Dsclim21	Analog20	D2gen10	D2gen22	D2gen32
Min [1860,1980]	87.9	86.6	89.9	86.5	84.9	83.6
Moy [1860,1980]	94.6	94.3	96.1	94.1	92.5	91.7
Max [1860,1980]	98.2	98	99.1	98.2	96.8	96.5
$P_1$	73.1	61.5	76.7	73.2	72.8	72.4
$P_2$	33.1	25.3	36.4	28.1	35.2	37.7

(b)

TABLEAU 7.16 – Significativité des réductions de fiabilité sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  vis-à-vis des fluctuations observées sur la période 1860-1980. Les valeurs de fiabilité, vis-à-vis du respect de la cote touristique, sont exprimées en %. (a) Chaînes de simulation GCM/Analog20. (b) Chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES.

	CNCM33-1	DMIEH5C-1	DMIEH5C-2	DMIEH5C-3	MPEH5C-1	EGMAM2-3
Min [1860,1980]	3.23	3.83	3.59	3.5	3.62	4.18
Moy [1860,1980]	3.58	4.05	3.88	4.01	3.84	4.48
Max [1860,1980]	3.91	4.27	4.21	4.23	4.01	4.75
$P_1$	3.12	3.64	3.31	3.48	3.43	3.98
$P_2$	2.92	3.23	2.82	3.22	3.20	3.70

(a)

	Dsclim10	Dsclim21	Analog20	D2gen10	D2gen22	D2gen32
Min [1860,1980]	3.41	3.40	3.83	3.46	3.31	3.30
Moy [1860,1980]	3.65	3.69	4.06	3.83	3.63	3.60
Max [1860,1980]	3.81	3.84	4.27	4.17	3.93	3.9
$P_1$	3.14	3.20	3.65	3.48	3.60	3.61
$P_2$	2.54	2.65	3.26	3.28	3.69	3.91

(b)

TABLEAU 7.17 – Significativité des modifications de l'indicateur de revenus  $G_{HEP}$  sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  vis-à-vis des fluctuations observées sur la période 1860-1980. Les valeurs de  $G_{HEP}$  sont exprimées en  $10^{15}$ U.M. (a) Chaînes de simulation GCM/Analog20. (b) Chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES.

## 7.4. CONCLUSION

Le premier objectif de ce chapitre était d'étudier la propagation des incertitudes des modifications des forçages météorologiques (températures et précipitations), sur la modélisation des usages et contraintes du système de SP, ainsi que sur l'estimation de la performance de ce système. Deux sources d'incertitudes ont été considérées : celles liées aux modèles de climat (GCMs) d'une part, et celles aux méthodes de descente d'échelle statistiques utilisées d'autre part (MDES).

Un deuxième objectif était d'évaluer l'importance relative de ces deux sources d'incertitudes.

Les différentes chaînes de simulation utilisées (cf. Tableau 7.1) présentent toutes des performances similaires pour reproduire les forçages météorologiques saisonniers et annuels observés durant la période 1970-1999. L'analyse a donc été conduite en considérant l'ensemble de ces chaînes de simulation. L'application de ces dernières dans un contexte de climat modifié nécessite une hypothèse de transférabilité temporelle des modèles qui les composent. Cette hypothèse, discutée pour les GCMs et les MDES par Lafaysse *et al.* [2013], est particulièrement forte et non réaliste pour les modèles d'usages développés durant cette thèse. Cependant, cela ne diminue pas l'intérêt de l'analyse présentée ici.

En climat futur nous avons pu constater, en particulier pour les précipitations, que les incertitudes liées aux MDES étaient du même ordre de grandeur que celles liées aux GCMs. Malheureusement, comme le montrent Lafaysse *et al.* [2013], les études d'impacts du changement climatique, utilisent souvent plusieurs GCMs, mais beaucoup moins souvent, plusieurs méthodes de descente d'échelle. De la même façon, rares sont les études qui prennent en compte le caractère

incertain du lien d'échelle, caractère qui devrait conduire à considérer non pas une seule réalisation mais un ensemble de réalisations pour chaque MDES. Par suite, ces études sous-estimeraient *a priori* les incertitudes sur les modifications probables des précipitations durant le siècle à venir.

Les incertitudes sur les changements de forçages météorologiques, se propagent à travers les modèles des chaînes de simulation en aval (e.g. modèles d'usages, modèle hydrologique et modèle de gestion). Dans notre cas, elles conduisent *in fine* à des incertitudes importantes quant au devenir de la performance du système modélisé de SP. Les changements de performance du système modélisé de SP se traduisent entre autres par :

- une diminution de la fiabilité vis-à-vis du respect de la cote touristique ainsi que l'augmentation des vulnérabilités associées.
- la diminution de l'indicateur de revenus.

Cela s'accompagne par une diminution des déstockages hivernaux et une augmentation des déstockages estivaux. Ces changements semblent, dans la majorité des cas, significatifs. Du moins, les valeurs obtenues sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  sont, excepté pour le critère  $G_{HEP}^a$ , toujours en dehors de la gamme de variabilité obtenue sur la période de contrôle (1860-1980).

Les incertitudes liées aux GCMs et aux MDES sur l'estimation de la performance sont du même ordre. Une étude statistique plus avancée serait nécessaire pour quantifier les contributions relatives des GCMs et MDES à l'incertitude globale. Une analyse de variance pourrait par exemple être réalisée. Cependant, une telle analyse requiert *a minima* le remplissage complet de la matrice exposée dans le Tableau 7.1. De plus, comme le relèvent Lafaysse *et al.* [2013], réaliser ce type d'étude n'est pas une chose facile, et nécessite généralement un cadre d'analyse statistique spécifique qui permet en particulier de prendre en compte la variabilité naturelle des variables d'intérêt, et les possibles corrélations entre chaînes de simulation (en particulier entre projections MDES forcées par le même GCM) (Hingray *et al.* [2007a]; Yip *et al.* [2011]).

Néanmoins, à la vue des résultats obtenus, nous pouvons recommander d'adopter aussi une approche multi-modèles et multi-réalisations que ce soit pour les GCMs (plusieurs simulations) ou pour les MDES (plusieurs scénarios stochastiques).

---

a. Les valeurs du critère  $G_{HEP}$ , obtenue pour les chaînes DMIEH5C-1/D2gen sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , sont incluses dans la fourchette de valeurs obtenues pour le climat de contrôle 1860-1980

# Synthèse

## Objectifs

Ce chapitre a pour objet d'évaluer les incertitudes relatives liées aux GCMs et aux MDES. Le plan d'expérience proposé dans le Tableau 7.1 a été réalisé dans le but de quantifier ces deux sources d'incertitudes sur les modifications probables des variables d'intérêt de la gestion ainsi que sur la performance du système modélisé de SP. Ce travail a été réalisé en considérant le modèle AC uniquement.

## Limites de l'exercice

Les limites de l'approche utilisée sont nombreuses et d'ordres différents.

Les premières sont, comme nous l'avons déjà indiqué en introduction de cette thèse, il est impossible de pouvoir évaluer de façon certaine le devenir des usages de la ressource en eau. Les modèles utilisés pour les représenter (i.e. le modèle de dotation pour la demande en eau en aval et le modèle de consommations électriques) ont été conçus pour la période présente. L'hypothèse que ces représentations seraient toujours valables en climat futur est évidemment irréaliste. Il en est de même pour la modélisation des apports au système modélisé de SP (bien cette hypothèse est beaucoup plus raisonnable dans ce cas). Cela ne limite pas l'intérêt de l'exercice qui a pour but d'évaluer les incertitudes relatives liées aux GCMs et aux MDES sur les projections futures.

A ce titre, en revanche, une limitation importante est la matrice incomplète (cf Tableau 7.1). De ce fait, nous n'avons pas pu quantifier les contributions de chaînes GCM/MDES à l'incertitude globale.

Nous avons considéré dans cette étude uniquement deux sources possibles d'incertitudes, celles liées aux GCMs et celles liées aux MDES. Pour réaliser une analyse plus complète des incertitudes réelles il faudrait considérer en particulier celles liées aux usages futurs de la ressource. Cela dépasse évidemment le cadre de cette thèse.

## Évolution des variables d'intérêt et incertitudes

Selon les scénarios et modèles considérés, les températures tendraient à augmenter. Dans ce cas, les deux sources d'incertitudes conduisent à des écarts relativement faibles. Cela n'est pas le cas pour les précipitations pour lesquelles les deux sources d'incertitudes conduisent à des scénarios de modifications pouvant être très différents, à la fois en terme d'amplitude et de signe des changements. La prise en compte de ces incertitudes, qu'elles soient liées aux GCMs ou liées aux MDES, nécessite donc d'utiliser plusieurs chaînes de simulation.



Toujours selon les modèles considérés, les débits de dotation seraient amenés à augmenter et l'intérêt à turbiner à diminuer, en particulier l'hiver. Les incertitudes propagées depuis les GCMs et MDES jusqu'à ces modèles se traduisent par des scénarios de sollicitations futures pouvant être différents, en particulier pour la sollicitation aval pilotée par les changements de précipitations et de températures sur les régions en aval du barrage.

Le devenir des apports est également très incertain. Les deux sources d'incertitudes conduisent encore une fois à des scénarios d'apports sensiblement distincts, à la fois en terme de saisonnalité et de moyenne. Nous noterons par exemple les MDES D2gen22 et D2gen32 qui utilisent parmi les prédicteurs de grande échelle des variables d'humidité pour lesquelles, forcées par le GCM DMIEH5C-1, les apports augmenteraient en climat futur.

### **Évaluation de la performance et incertitudes**

En conséquence de la modification des variables de forçages météorologiques, et par suite des sollicitations et des contraintes sur le système modélisé de SP, la performance estimée par le modèle AC serait largement impactée. En particulier :

- les signatures de stock présenteraient i) des déstockages estivaux plus importants, du fait de la diminution des apports entrants à cette période et de l'augmentation du débit de dotation, et ii) des déstockages hivernaux plus faibles du fait de l'augmentation des débits hivernaux et de la diminution de l'onde de fonte.
- Les modifications des variables d'intérêt engendreraient des scores de performance à la baisse, en particulier pour les scores relatifs à la satisfaction de l'objectif de cote touristique durant l'été.

Encore une fois, les deux sources d'incertitudes conduisent à des modifications importantes de la performance, différentes selon les critères considérés.

### **Significativité des changements**

Des simulations continues sur la période 1860-2099 ont été réalisées. Le climat de la sous-période 1860-1980 peut être considéré comme stationnaire étant données les faibles variations du forçage radiatif dues aux concentrations assez stables des gaz à effet de serre.

Dans un premier temps, cela nous a permis d'évaluer la significativité des changements précédemment observés sur les sous-périodes 2036-2065 et 2070-2099. Il en résulte que globalement, les modifications de performance pourraient être considérées comme significatives. A l'exception de certaines chaînes de simulation DMIEH5C-1/MDES, dont les modifications observées de revenus pourraient ne pas être considérées comme significatives, car toujours dans la gamme de variabilité constatée sur la période 1860-1980.

# Chapitre 8

## Performance estimée et Incertitudes liées aux modèles de gestion

Pour une représentation donnée du système modélisé de SP (i.e. le modèle AC), nous avons pu constater au chapitre 7 que la performance estimée pouvait être très variable en climat modifié selon la chaîne de simulation GCM/MDES utilisée pour la génération de scénarios météorologiques. Un travail similaire est réalisé dans ce chapitre afin de quantifier l'influence de la représentation de la gestion du système modélisé de SP, sur l'estimation de la performance pouvant être réalisée dans un contexte futur.

Pour mémoire, l'estimation de la performance obtenue avec le modèle AIP est la plus réaliste au vu du mode de gestion utilisé en opérationnel. La performance estimée par le modèle AIC sous-estime *a priori*, du fait de l'absence de prévisions hydrologiques, la performance de référence obtenue avec le modèle AIP. De même, la performance obtenue par le modèle AC surestime *a priori*, du fait d'une connaissance parfaite de l'avenir, la performance de référence AIP.

Ceci amène les questionnements suivants :

- Question Q1 : "Si nous savons que nous sous-estimons (respectivement surestimons) la performance évaluée à partir d'un modèle de référence (i.e. AIP) durant une période de contrôle  $P_0$  (1970-1999), est-ce que cette sous-estimation (respectivement surestimation) est conservée sur une période future (e.g. sur la période  $P_1$  (2036-2065) ou sur la période  $P_2$  (2070-2099)).
- Question Q2 : Est-ce que la modification de la performance estimée entre une période future et la période de contrôle, avec le modèle AC ou AIC, est similaire à celle qui aurait été obtenue par le modèle de référence AIP ?

Ces deux questions sont évidemment identiques. Elles abordent cependant le problème par deux approches différentes. Nous avons choisi de répondre à la question Q1, bien qu'il nous arrivera de fournir des éléments de réponse à la question Q2, en particulier dans les différents tableaux de résultats présentés dans ce chapitre.

Si la réponse à la question Q1 est positive, connaissant la valeur de la sous-estimation (respectivement surestimation) de la performance sur une période  $P_0$ , il suffirait d'utiliser un modèle

de gestion simplifié pour estimer la performance future du système de gestion.

Si ce n'est pas le cas, que dire des estimations de performance réalisées par le biais des modèles simplifiés de type AC ou AIC dans un tel contexte ? Les erreurs commises sont-elles importantes ? Quelles sont les configurations pour lesquelles ces erreurs sont critiques ?

Nous tenterons de répondre à ces questions durant ce chapitre. Par manque de temps, nous avons considéré uniquement les scénarios produits par les différents GCMs avec la MDES Analog20. Cependant, comme nous le verrons par la suite, la nature des résultats obtenus suggère que des résultats similaires auraient été obtenus avec les autres chaînes de simulation.

Le chapitre est ainsi structuré :

- Le cadre de l'analyse est présenté section 8.1.
- Les estimations de performance réalisées à partir des trois modèles de gestion sont décrites section 8.2. Cette section est essentiellement descriptive.
- Les raisons des différences de performance estimées obtenues par les trois modèles de gestion sont ensuite discutées section 8.3
- La section 8.4 conclut ce chapitre.

## 8.1. CADRE DE L'ANALYSE

Dans un contexte opérationnel, le gestionnaire d'un système de gestion utilise, pour établir sa stratégie de gestion, la totalité de l'historique des variables d'intérêt dont il dispose. Cet historique pourrait être mis à jour tous les ans. Par exemple, si l'historique utilisé durant l'année 2012 correspond à la période 1960-2011, cette stratégie pourrait être réactualisée pour l'année 2013 en utilisant comme historique la période 1960-2012. Comme nous l'avons déjà évoqué précédemment, l'utilisation d'un historique le plus étendu possible, améliore la prise en compte de la variabilité naturelle du climat.

Néanmoins, la question de l'étendue de l'historique à utiliser se pose en climat non stationnaire. *A priori*, les années les plus anciennes de la totalité de l'historique disponible, ne devraient plus être représentatives du climat en cours. Leur intégration dans le calcul de la stratégie de gestion serait peu judicieux.

Un choix raisonnable est d'opter pour une taille de l'historique qui offre un bon compromis entre variabilité naturelle et non stationnarité du climat.

Une solution possible est alors de choisir une période récente pouvant être considérée comme stationnaire, mais suffisamment longue pour intégrer la variabilité naturelle du climat, et de réactualiser cette période récente au fur et à mesure que les années avancent. Ce type d'approche est par exemple utilisé par Minville *et al.* [2009] pour estimer l'impact de changement

climatique sur la production hydroélectrique sur un bassin versant Canadien<sup>a</sup>. Minville *et al.* [2009] expliquent que la série simulée des apports annuels sur la période 1990-2099, présente une tendance à la hausse mais est significativement stationnaire sur une fenêtre mobile de 35 années. Cela a permis, à partir d'un algorithme d'optimisation de la gestion<sup>b</sup>, d'adapter la stratégie de gestion annuellement en considérant une approche "fenêtre mobile" de 35 années. En d'autres termes, l'historique utilisé pour établir la stratégie de l'année 2070 (respectivement 2071) est la période 2035-2069 (respectivement 2036-2070).

Dans notre étude, la question du choix de l'historique ne se pose pas pour le modèle AC qui par construction, connaît parfaitement les variables d'intérêt de la gestion futures. Elle se pose en revanche les modèles AIC et AIP. Pour ces derniers, nous utiliserons comme historique la même période que celle utilisée dans la phase de simulation. Par exemple, la stratégie de gestion retenue pour simuler la gestion AIC sur la période  $P_2$  est la même pour chaque année de cette période. Elle a été obtenue durant la phase d'optimisation sur la base de toutes les années de cette même période  $P_2$ . Cela revient à considérer que le climat est stationnaire pour chacune de ces périodes.

L'avantage de ce choix réside dans le fait que les stratégies de gestion obtenues avec les trois modèles de gestion sont calculées avec les mêmes périodes temporelles. Ainsi, seul le degré de prévisibilité de l'avenir diffère d'un modèle de gestion à l'autre (i.e. prévisions parfaites (AC), connaissance climatologique + prévisions hydrologiques (AIP), connaissance climatologique de l'avenir seule (AIC)). Cela facilitera l'exercice que nous nous sommes fixés, qui est de comparer les modifications de performance estimées par les modèles AC, AIP et AIC.

Notons qu'une telle configuration surestime *a priori* la performance estimée par les modèles AIC et AIP par rapport à la configuration où les stratégies de gestion ne peuvent être construites que sur une seule période passée.

## 8.2. ESTIMATION DES MODIFICATIONS DE PERFORMANCE AVEC AC, AIC ET AIP

Tout comme ce qui a été réalisé chapitre 7, la comparaison des performances estimées par les modèles de gestion est basée sur les signatures de stock moyennes (section 8.2.1) ainsi que sur l'analyse de critères de performance (section 8.2.2).

### 8.2.1. Signatures de stock moyennes et modèles de gestion

Les signatures de stock moyennes obtenues à partir des modèles AC, AIP et AIC sont exposées Figure 8.1 et 8.2 sur les trois périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$ .

a. Au contraire du cadre d'analyse de cette thèse, une seule simulation du climat futur a été considérée dans cette étude. Cette simulation a été réalisée à partir du modèle de climat régional CRCM (*Canadian Regional Climate Model*) forcé par le GCM CGCM3 (Canadian Global Climate Model)

b. Dans cette étude, l'algorithme d'optimisation utilisé est un algorithme de programmation dynamique stochastique initialement développé par Turgeon [2005]

Sur la Figure 8.1, les signatures de stock moyennes obtenues par les trois modèles de gestion sont exposées en fonction de la chaîne de simulation GCM/Analog20 utilisée pour la génération des scénarios météorologiques. Nous pouvons y observer en particulier que les signatures de stock moyennes du modèle AIP sont presque toujours incluses entre les signatures AC et AIC. Sur la Figure 8.2, ces mêmes signatures sont exposées en fonction du modèle de gestion utilisé pour les simuler.

Sur ces deux figures, nous pouvons constater sur les deux périodes  $P_1$  et  $P_2$ , que les signatures de stock moyennes obtenues par les trois modèles de gestion présentent toutes une diminution des déstockages hivernaux ainsi qu'une augmentation des déstockages estivaux.

Pour une chaîne de simulation GCM/Analog20 donnée, les déstockages estivaux sont identiques quel que soit le modèle de gestion utilisé (Figure 8.1), ce qui est logique puisque la fourniture du débit de dotation est une contrainte commune aux trois modèles de gestion. L'augmentation des déstockages estivaux sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  est donc pilotée par les simulations GCMs et non par les modèles de gestion.

Les diminutions des déstockages hivernaux sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  ne sont pas identiques pour les trois modèles de gestion (Figure 8.1). Notons par exemple le cas de la chaîne DMIEH5C-2/Analog20 pour laquelle (cf. courbes rouges Figure 8.2) :

- pour le modèle AIC, la signature de stock moyenne est supérieure aux signatures obtenues pour les autres chaînes de simulation à la fin de l'hiver et au début du printemps durant la période  $P_2$  (du fait d'un déstockage hivernal très limité)
- pour les modèles AIP et AC, ce n'est pas le cas. Le déstockage hivernal diminue durant  $P_2$ , mais les signatures de stock moyennes de ces modèles ne sont pas supérieures à celles obtenues pour les autres chaînes de simulation à la fin de l'hiver et au début du printemps.

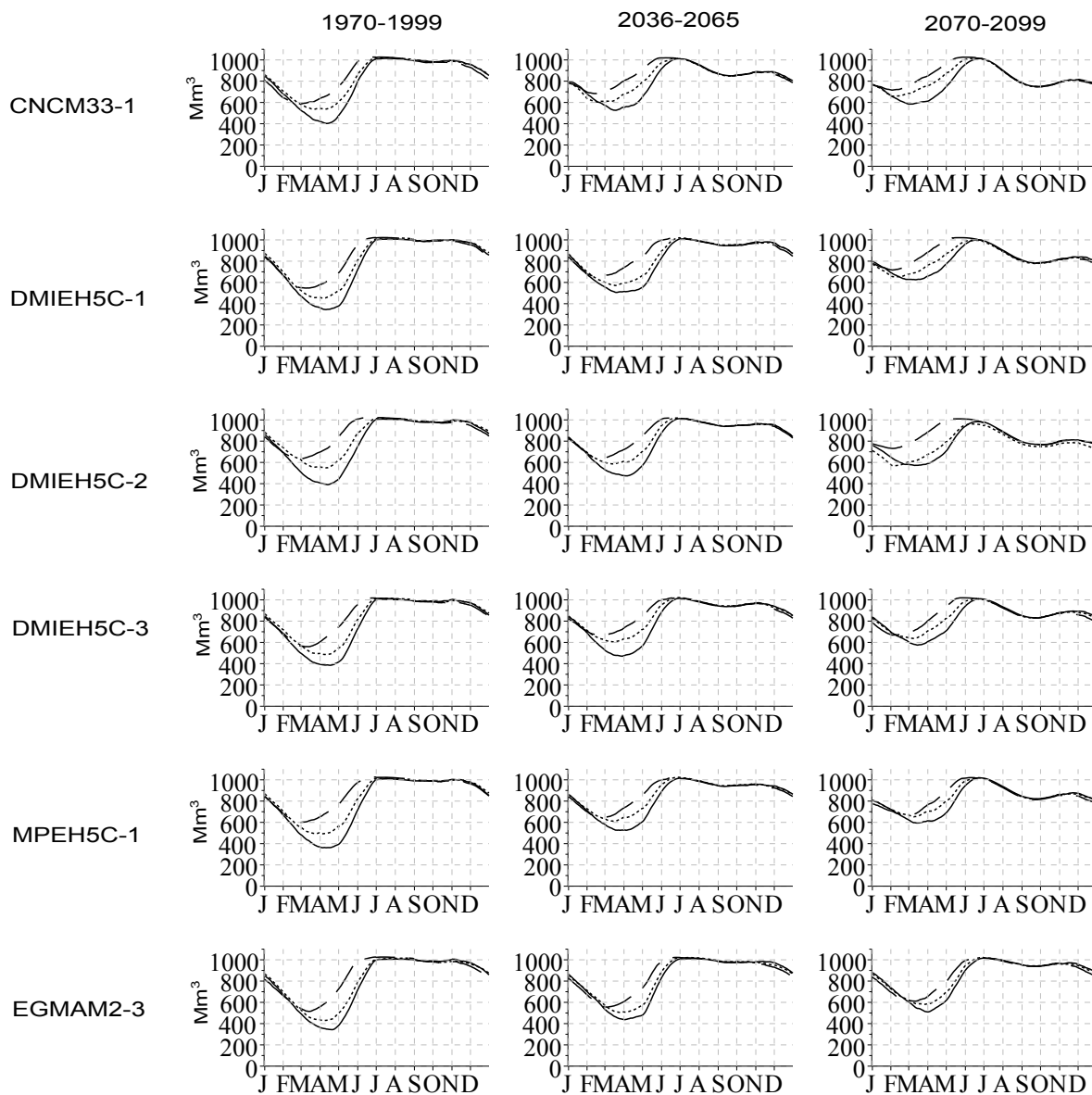


FIGURE 8.1 – Signatures de stock moyennes obtenues sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) par les modèles AC (Trait plein), AIP (pointillés) et AIC (tirets). La MDES utilisée pour descendre en échelle les différents scénarios GCM est Analog20. Les signatures de stock moyennes sont établies sur la base de 30 réalisations de 30 années.

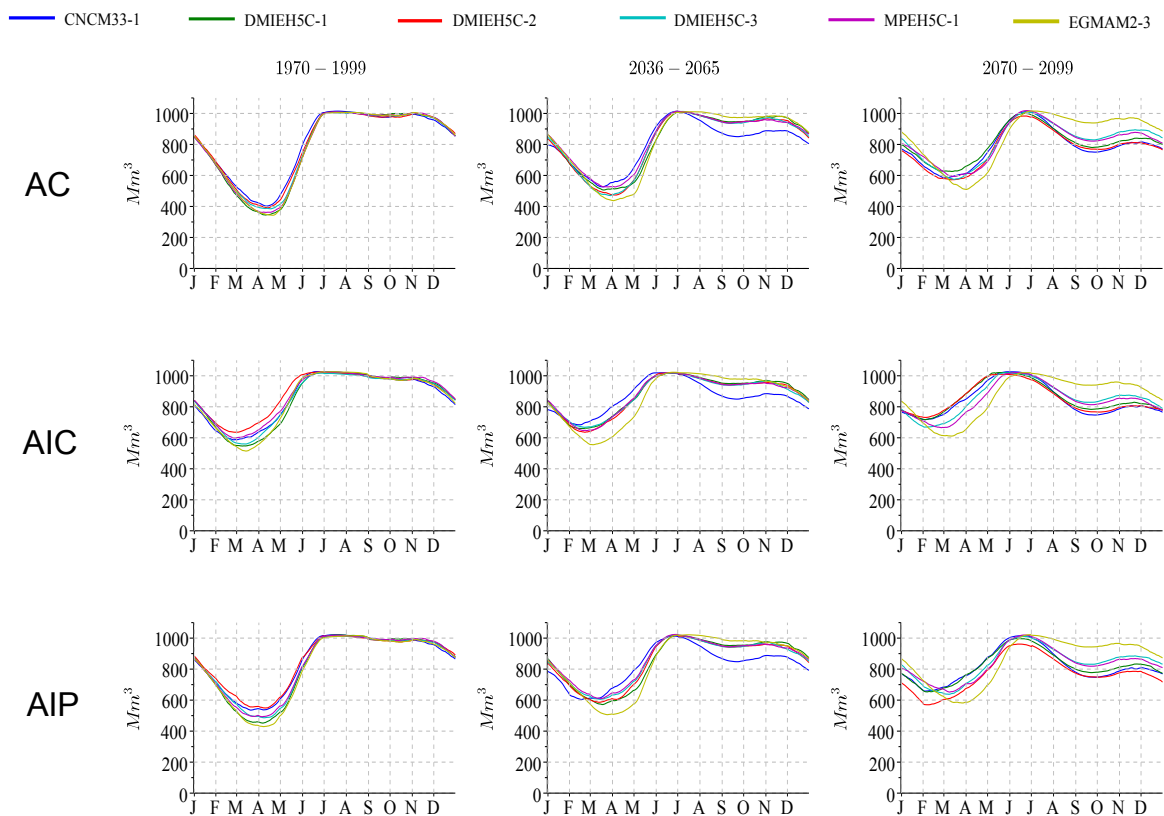


FIGURE 8.2 – Signatures de stock moyennes obtenues sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) par les modèles AC, AIC et AIP. La MDES utilisée pour descendre en échelle les différents scénarios GCM est Analog20. Les signatures de stock moyennes sont établies sur la base de 30 réalisations de 30 années.

### 8.2.2. Critères de performance et modèles de gestion

Les critères discutés dans ce chapitre sont :

- la fiabilité vis-à-vis du respect de la cote touristique  $Fia$  (%) : Pour mémoire, elle est définie comme la fréquence des journées pour lesquelles la cote touristique est satisfaite pendant la période estivale sur une période de 30 années.
- l'indicateur de revenus  $G_{HEP}$  (U.M) : Cette indicateur correspond à la somme des "revenus" calculée sur une période de 30 années.
- le volume déversé total  $V_{Dev}$  ( $Mm^3$ ) : Ce volume correspond à la somme des volumes déversés sur une période de 30 années.

Pour chaque modèle de gestion et chaque chaîne de simulation, il est possible d'obtenir les fonctions de distributions de ces critères sur la base des 30 réalisations MDES retenues (cf . chapitre 6). Ces fonctions de distribution sont respectivement illustrées en annexe de la thèse, Figures A.16, A.17 et A.18. Les dispersions de ces distributions étant limitées nous nous focaliserons sur les valeurs moyennes des critères, obtenues respectivement pour chacune d'entre elles. Elles sont exposées dans les Tableaux 8.1a, 8.2a et 8.3a respectivement pour la fiabilité, l'indice de revenus et le volume déversé. Les modifications de ces valeurs moyennes entre  $P_0$  et

les périodes  $P_1$  et  $P_2$  sont présentées dans les Tableaux 8.1b, 8.2b et 8.3b. Pour chaque période, et pour chaque chaîne de simulation GCM/ANalog20, les écarts relatifs entre les critères de performance obtenus à partir des modèles AC ou AIC et le modèle de référence AIP, sont illustrés dans les Tableaux 8.1c, 8.2c et 8.3c.

Fiabilité ( $Fia$ , %)																		
$P_0$ (1970-1999)						$P_1$ (2036-2065)						$P_2$ (2070-2099)						
①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	
AC	95.9	97	92.3	94.9	95.1	99.3	51.1	76.7	75.4	76.2	75.2	93.4	30	36.4	38.7	46.6	41.6	76.5
AIP	95.8	96.7	91.9	94.5	94.7	99.2	50.5	76.2	75.1	75.8	74.8	93.0	29.6	36.2	38.3	46.4	41.2	75.7
AIC	94.8	94.8	91.0	93.1	93.5	98	50.2	74.3	74.7	74.4	73.1	91.5	29.7	36.2	38.4	46.2	41.0	74.5

(a)

	$Fia(\frac{P_1-P_0}{P_0})$ (% %)						$Fia(\frac{P_2-P_0}{P_0})$ (% %)					
	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥
AC	-47	-20	-18	-20	-21	-6	-69	-62	-58	-51	-56	-23
AIP	-47	-21	-18	-20	-21	-7	-69	-62	-58	-51	-56	-24
AIC	-47	-22	-18	-20	-21	-7	-69	-62	-58	-50	-56	-24

(b)

	$P_0$						$P_1$						$P_2$					
	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥
$Fia(\frac{AC-AIP}{AIP})$ (% %)	0.1	0.3	0.4	0.4	0.4	0.1	1.2	0.7	0.4	0.5	0.5	0.4	1.4	0.6	1	0.4	1	1.1
$Fia(\frac{AIC-AIP}{AIP})$ (% %)	-1	-2	-1	-2	-1	-1	-1	-3	-1	-2	-2	-2	0.3	0	0.3	-1	-1	-2

(c)

TABLEAU 8.1 – (a) **Fiabilité** du respect de la cote touristique selon le modèle utilisé. (b) **Modifications relatives** de la fiabilité vis-à-vis du respect de la cote touristique selon le modèle utilisé (% %); (c) **Écarts relatifs** entre les fiabilités estimées avec les modèles AC et AIC par rapport au modèle AIP (% %) ① : CNCM33-1; ② : DMIEH5C-1; ③ : DMIEH5C-2; ④ : DMIEH5C-3; ⑤ : MPEH5C-1; ⑥ : EGMAM2-3.

### Fiabilité :

Quel que soit le modèle de gestion, la fiabilité diminue sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  pour l'ensemble des chaînes de simulation (Tableau 8.1a). La surestimation ou sous-estimation du critère de fiabilité par les modèles AC et AIC par rapport au modèle AIP, varie peu entre  $P_0$  et les périodes futures  $P_1$  et  $P_2$  (Tableau 8.1c). Pour chacune des chaînes de simulation, les écarts entre modèles de gestion sont par ailleurs inférieurs aux écarts observés pour un même modèle de gestion et plusieurs chaînes de simulation. Ils sont de plus très faibles devant les modifications de fiabilité entre différentes périodes (Tableau 8.1b).

En fait, pour une année donnée, la valeur de la fiabilité est étroitement liée aux apports nets à la retenue de SP durant les mois de juillet et août.

Considérons le cas où la retenue est pleine à la date du 1<sup>er</sup> juillet, c'est à dire au premier jour de la période estivale durant laquelle la contrainte de cote touristique est définie. La durée pendant laquelle le niveau d'eau dans la retenue est supérieur à cette cote est conditionnée par les apports nets sur cette période. A partir du 1<sup>er</sup> juillet et jusqu'au 31 août, si les apports nets



sont globalement négatifs, alors le niveau de la retenue baisse et inversement. Dans le premier cas (apports nets globalement négatifs sur juillet août), la fiabilité diminue dès que le niveau de remplissage passe en dessous de la contrainte de cote touristique. Plus les apports nets durant cette période sont négatifs, moins la durée durant laquelle le niveau de la retenue est supérieur à la cote touristique est longue, et plus la fiabilité est faible.

Néanmoins, si une année donnée la cote n'est pas atteinte à la date du 1<sup>er</sup> juillet (ce qui est le cas 9 années sur 10 en moyenne pour les modèles AIC et AIP), il est possible que le niveau de la retenue n'atteigne jamais la cote touristique cette année là. Cela impliquerait une fiabilité nulle, quelle que soit la valeur des apports nets. Ce type de configuration peut également être obtenu pour le modèle AC pour les années suivant des périodes estivales aux apports nets très négatifs (cf. Figure 7.16 page 180).

Sur une période de 30 années, le critère de fiabilité est la moyenne des fiabilités annuelles. Ce critère est donc fonction de la moyenne des apports nets durant les mois de juillet et août mais également de la variabilité inter-annuelle des niveaux de remplissage aux 1<sup>er</sup> juillet.

Les apports nets diminuant durant les périodes  $P_1$  et  $P_2$ <sup>a</sup> il en résulte une baisse de la fiabilité. Cela est illustré sur la Figure 8.3 : chaque symbole de couleur représente la valeur de la fiabilité moyenne sur une période donnée (noir pour  $P_0$ , bleu pour  $P_1$  et rouge pour  $P_2$ ), obtenue par un des modèles de gestion (i.e. une étoile \* pour le modèle AC, un losange ♦ pour le modèle AIP et un cercle barré ⊕ pour le modèle AIC). Pour chaque période, les six chaînes de simulation sont représentées (des graphiques similaires sur  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$ , pour lesquels sont différenciées les chaînes de simulation, sont exposés Figure A.19 de l'annexe).

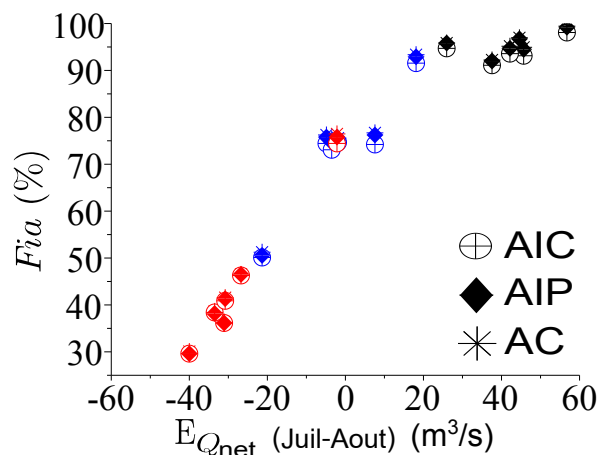


FIGURE 8.3 – Fiabilité moyenne sur les périodes  $P_0$  (noir),  $P_1$  (bleu) et  $P_2$  (rouge) en fonction de l'espérance des apports nets entrant dans la retenue durant les mois de juillet et août. Pour chaque période, les six chaînes de simulation GCM/Analog20 sont représentées

a. La diminution des apports nets entrant dans le système modélisé de SP est le résultat de l'augmentation conjointe du débit de dotation (Figure 7.6 page 169) et de la diminution des apports (Figure 7.12 page 174) durant les mois de juillet et août.

Pour une période donnée, l'espérance des apports nets durant les mois de juillet et août varie d'une chaîne de simulation à une autre, les valeurs de fiabilité peuvent donc être très différentes selon la chaîne de simulation considérée (e.g. une diminution très importante sur  $P_1$  et  $P_2$  est observée pour la chaîne CNCM33-1/Analog20 alors qu'une diminution plus modérée est obtenue pour la chaîne EGMAM2-3/Analog20 sur ces périodes, Tableau 8.1).

La relation liant la fiabilité et l'espérance des apports nets pendant la période estivale semble linéaire pour les espérances d'apports nets inférieures à  $20 \text{ m}^3/\text{s}$  (Figure 8.3). La fiabilité étant bornée à 100 %, la dispersion du critères de fiabilité observée pour les fortes d'apports nets (i.e. les valeurs supérieures à  $20 \text{ m}^3/\text{s}$ ) peut s'expliquer par différentes variabilités inter-annuelles des apports nets estivaux et donc des niveaux de remplissage aux 1<sup>er</sup> juillet.

La satisfaction de la demande en eau en aval étant prioritaire devant le maintien de la cote touristique, les stratégies de gestion des trois modèles durant les mois de juillet et août sont très similaires. Nous pouvons ainsi conclure que les diminutions de fiabilité sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , sont pilotées par les simulations GCMs (en particulier par les modifications des apports nets durant les mois de juillet et août) et non par les modèles de gestion.

Indice de revenus ( $G_{HEP}, 10^{15} \text{ U.M}$ )																		
$P_0(1970-1999)$						$P_1(2036-2065)$						$P_2(2070-2099)$						
①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	
AC	3.78	4.01	3.86	3.97	3.96	4.39	3.12	3.64	3.31	3.48	3.43	3.98	2.92	3.23	2.82	3.22	3.20	3.70
AIP	3.71	3.96	3.78	3.91	3.89	4.34	3.05	3.59	3.26	3.41	3.38	3.92	2.84	3.16	2.76	3.16	3.14	3.65
AIC	3.68	3.92	3.72	3.86	3.84	4.29	3.01	3.54	3.21	3.38	3.35	3.90	2.81	<b>2.80</b>	<b>2.31</b>	3.12	3.13	3.63

(a)

	$G_{HEP}(\frac{P_1-P_0}{P_0})$ (%)						$G_{HEP}(\frac{P_2-P_0}{P_0})$ (%)					
	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥
AC	-17	-9	-14	-12	-13	-9	-23	-19	-27	-19	-19	-16
AIP	-18	-9	-14	-13	-13	-10	-23	-20	-27	-19	-19	-16
AIC	-18	-10	-14	-12	-13	-9	-24	<b>-29</b>	<b>-38</b>	-19	-18	-15

(b)

	$P_0$						$P_1$						$P_2$					
	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥
$G_{HEP}(\frac{AC-AIP}{AIP})$ (%)	2	1	2	2	2	1	2	1	2	2	1	2	3	2	2	2	2	1
$G_{HEP}(\frac{AIC-AIP}{AIP})$ (%)	-1	-1	-2	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-1	-1	-1	-1	<b>-11</b>	<b>-16</b>	-1	0	-1

(c)

TABLEAU 8.2 – (a) Indicateur de revenus moyen ( $10^{15}\text{U.M}$ ) obtenu selon le modèle utilisé (b) Modification relative de l'indice de revenus selon le modèle utilisé (%) (c) Écart relatif entre les indicateurs de revenus estimés avec les modèles AC et AIC par rapport au modèle AIP (%). Les nombres en gras indiquent les diminutions très différentes de revenus obtenus par le modèle AIC ① : CNCM33-1 ; ② : DMIEH5C-1 ; ③ : DMIEH5C-2 ; ④ : DMIEH5C-3 ; ⑤ : MPEH5C-1 ; ⑥ : EGMAM2-3.

### Indicateur de revenus

Également, l'indicateur de revenus moyen  $G_{HEP}$  diminue sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  quel que soit

le modèle de gestion considéré (Tableau 8.2).

Comme nous l’avons évoqué au chapitre 5, le modèle AC surestime le critère de performance  $G_{HEP}$  en particulier du fait i) qu’il permet un placement dans le temps parfait de la production (i.e. durant les instants où l’intérêt à produire  $I$  est maximal) et ii) de fortement limiter les déversements.

La surestimation du modèle AC de ce critère sur la période  $P_0$ , est conservée sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  (cf. Tableau 8.2c). Elle est dans ce cas, toujours inférieure aux écarts constatés entre les indicateurs de revenus obtenus par AIP pour différentes chaînes de simulation ou pour différentes périodes.

Il en est de même concernant la sous-estimation de ce critère par le modèle AIC, excepté pour deux chaînes de simulation sur la période  $P_2$  (i.e. les chaînes de simulation DMIEH5C-1/Analog20 et DMIEH5C-2/Analog20) pour lesquelles la sous-estimation de l’indicateur de revenus est de l’ordre de 11 et 16 % respectivement sur la période  $P_2$  plutôt que 1 et 2 % sur  $P_0$ .

Les indicateurs de revenus  $G_{HEP}$ , obtenus à partir des différents modèles de gestion sur les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$  présentent une relation linéaire très significative avec l’espérance des apports nets annuels à la réserve (Figure 8.4), et ceci quel que soit le modèle de gestion. Deux configurations s’écartent cependant. Elles correspondent au modèle AIC et aux chaînes de simulation DMIEH5C-1/Analog20 et DMIEH5C-2/Analog20 sur la période  $P_2$  (cf. cercles barrés rouges sur la Figure 8.4). Ces configurations suggèrent que d’autres facteurs peuvent influencer la valeur de ce critère.

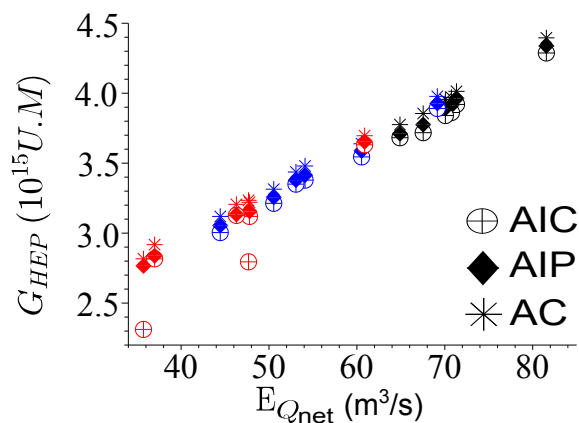


FIGURE 8.4 – Indicateur de revenus moyen sur les périodes  $P_0$  (noir),  $P_1$  (bleu) et  $P_2$  (rouge) en fonction de l’espérance des apports nets annuels à la retenue. Pour chaque période, les six chaînes de simulation GCM/Analog20 sont représentées

### Déversements

Le critère de déversement  $V_{Dev}$  est, parmi les critères de performance analysés, celui pour lequel les surestimations de performance du modèle AC ainsi que les sous-estimations de performance du modèle AIC sont les moins conservées sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  (Tableau 8.3).

Par nature, la prévisibilité des épisodes de crues est limitée pour le modèle AIP et d'autant plus pour le modèle AIC, en particulier pour ceux qui surviennent à des périodes inhabituelles. Cela explique les écarts importants entre les modèles de gestion sur la période  $P_0$ .

Globalement, les volumes déversés par les trois modèles de gestion diminuent sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ . La majorité des déversements survient au printemps, c'est à dire durant la période où les apports sont en moyenne les plus importants. Les volumes d'apports printaniers diminuant en climat futur, il est logique d'obtenir une diminution des déversements.

Pour le modèle AC, les volumes déversés deviennent nuls pour la plupart des chaînes de simulation dès la période  $P_1$ . Cela ne permet pas la conservation de l'amplitude de la surestimation de performance de ce modèle sur ce critère.

Sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , la surestimation des déversements simulés par le modèle AIC est du même ordre de grandeur que celle constatée sur la période  $P_0$ . exception faite des chaînes de simulation DMIEH5C-1/Analog20 et DMIEH5C-2/Analog20 sur  $P_2$  (Tableau 8.3c).

Volume déversé ( $V_{Dev}$ , $Mm^3$ )																		
1970-1999						2036-2065						2070-2099						
①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	
AC	50	92	77	82	102	140	1	12	5	2	1	5	0	1	0	0	0	1
AIP	398	406	537	477	431	721	226	289	190	337	257	557	80	318	97	234	114	238
AIC	1265	2125	2533	2041	2367	2714	1062	1868	907	1089	948	1839	501	<b>8970</b>	<b>10133</b>	1043	505	773

(a)													
	$V_{Dev}(\frac{P_1-P_0}{P_0})$ (%)						$V_{Dev}(\frac{P_2-P_0}{P_0})$ (%)						
	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	
AC	-98	-87	-94	-98	-99	-96	-100	-99	-100	-100	-100	-99	
AIP	-43	-29	-65	-29	-40	-23	-80	-21	-82	-51	-74	-67	
AIC	-16	-12	-64	-47	-60	-32	-60	<b>+322</b>	<b>+300</b>	-49	-79	-72	

	$P_0$						$P_1$						$P_2$					
	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥
$V_{Dev}(AC/AIP)$	0.12	0.23	0.14	0.17	0.24	0.19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$V_{Dev}(AIC/AIP)$	3.2	5.2	4.7	4.3	5.5	3.8	4.7	6.5	4.8	3.2	3.7	3.3	6.3	<b>28</b>	<b>104</b>	4.5	4.4	3.2

(c)																	
-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

TABLEAU 8.3 – (a) Volumes déversés moyens ( $Mm^3$ ) obtenus selon le modèle utilisé sur une période de 30 années (b) Modification relative du volume déversé moyen sur une période de 30 années (%) (c) Rapport entre les déversements simulés par AC et AIP et entre les déversements simulés par AIC et AIP. Les nombres en gras indiquent une augmentation des prélèvements par rapport à  $P_0$ . ① : CNCM33-1; ② : DMIEH5C-1; ③ : DMIEH5C-2; ④ : DMIEH5C-3; ⑤ : MPEH5C-1; ⑥ : EGMAM2-3.

### 8.2.3. Conclusion partielle

Au travers de cette section, nous souhaitons répondre à la question Q1 : les surestimations de la performance du modèle AC et les sous-estimations du modèle AIC, constatées durant un climat de contrôle  $P_0$ , sont-elles conservées durant les périodes futures  $P_1$  et  $P_2$  ?

Pour les chaînes de simulation explorées (i.e. les chaînes GCM/Analog20), la réponse à Q1 est positive pour le critère de fiabilité *Fia*. L'analyse de la Figure 8.3 montre par ailleurs que la valeur du critère de fiabilité, quel que soit le modèle de gestion, est fortement liée aux apports nets entrant dans la retenue durant la période estivale (i.e. juillet et août).

Pour le critère  $G_{HEP}$ , l'analyse du Tableau 8.2 montre que la surestimation du modèle AC obtenue sur  $P_0$  est conservée sur  $P_1$  et  $P_2$ , ce qui n'est pas le cas de la sous-estimation du modèle AIC pour deux chaînes de simulation durant la période  $P_2$ . L'analyse de la figure 8.4 suggère une forte relation entre  $G_{HEP}$  et l'espérance des apports nets à la retenue, quel que soit le modèle et la période. Cependant, les sous-estimations très importantes du modèle AIC pour les chaînes DMIEH5C-1/Analog20 et DMIEH5C-2/Analog20 incitent à explorer les raisons de ces écarts. Une analyse similaire a été menée pour le critère de déversement  $V_{Dev}$ . Les importantes sous-estimations de la performance par le modèle AIC sur la période  $P_2$  pour les mêmes chaînes de simulation (i.e. DMIEH5C-1/Analog20 et DMIEH5C-2/Analog20), nous conduiront à rechercher pourquoi de telles sous-estimations de performance en climat futur ne sont-elles pas obtenues pour les autres chaînes de simulation ? De même, pourquoi sont-elles obtenues sur la période  $P_2$  et pas sur la période  $P_1$  ? Quelles sont les particularités des scénarios ? Pourquoi ont-ils abouti à une telle diminution de performance ?

## 8.3. DISCUSSION

Les résultats présentés section 8.2 suggèrent, du moins pour les critères  $G_{HEP}$  et  $V_{Dev}$ , que des facteurs internes au modèle AIC peuvent engendrer des sous-estimations de performance beaucoup plus importantes sur une période future comme nous avons pu le constater sur la période  $P_2$ . Nous avons détaillé au chapitre 6 de cette thèse, la façon dont la stratégie de gestion du modèle AIC est influencée par la variabilité des apports, et en particulier par le quantile 10 des apports nets, calculés sur la base de 30 réalisations de 30 années chacune.

Du fait de la diminution des apports et de l'augmentation des débits de dotation (cf. chapitre 7), les apports nets ont logiquement tendance à diminuer durant les périodes  $P_1$  et  $P_2$ . Par suite, les quantiles 10 des apports, qui conditionnent la courbe guide de remplissage 90 % des modèles AIC et AIP, ont également tendance à diminuer pour toutes les chaînes de simulation.

Par ailleurs, à même niveau moyen d'apport, la courbe enveloppe des quantiles 10 est logiquement plus basse pour les chaînes de simulation présentant une variabilité inter-annuelle forte. Sur  $P_2$ , c'est en particulier le cas pour les chaînes de simulation DMIEH5C-1/Analog20 et

DMIEH5C-2/Analog20 (cf. Tableau 8.4<sup>a</sup>), qui rappelons le, sont les deux chaînes de simulation pour lesquelles une très forte sous-estimation de la performance est obtenue par AIC sur cette période. Sur la Figure 8.5 par exemple, nous pouvons facilement constater l'influence de la variabilité inter-annuelle des apports nets sur la sous-estimation du critère  $G_{HEP}$  par le modèle AIC lorsque celle-ci est très forte.

Pourquoi est-ce que la variabilité inter-annuelle des apports nets engendre pour AIC une sous-estimation importante du critère  $G_{HEP}$  et dans le même temps, une surestimation des déversements ?

		CNCM33-1	DMIEH5C-1	DMIEH5C-2	DMIEH5C-3	MPEH5C-1	EGMAM2-3
$P_0$	$E_{Qnet}$	64.9	71.4	67.6	70.7	70.1	81.6
	$Cv_{Qnet}$	0.33	0.29	0.39	0.31	0.27	0.23
$P_1$	$E_{Qnet}$	44.4	60.5	50.6	54.1	53	69.1
	$Cv_{Qnet}$	0.46	0.37	0.41	0.38	0.37	0.33
$P_2$	$E_{Qnet}$	37	47.7	35.7	47.7	46.3	60.9
	$Cv_{Qnet}$	0.46	<b>0.59</b>	<b>0.70</b>	0.46	0.35	0.30

TABLEAU 8.4 – Espérance annuelle  $E_{Qnet}$  et coefficient de variation annuel  $Cv_{Qnet}$  des séries d'apports nets à la retenue de SP (chaînes GCM/Analog20)

Afin de fournir des éléments de réponse, nous allons dans un premier temps, uniquement considérer les chaînes de simulation CNCM33-1/Analog20 et DMIEH5C-2/Analog20. Ces deux chaînes particulières ont été choisies parce qu'elles présentent toutes les deux, durant la période  $P_2$ , des espérances d'apports annuels similaires (i.e.  $E_{Qnet}$  égal à 37 m<sup>3</sup>/s et 35.7 m<sup>3</sup>/s respectivement) mais des variabilités inter-annuelles très différentes ( $Cv_{Qnet} = 0.46$  et 0.70 respectivement) (cf. Tableau 8.4).

a. Dans ce tableau, la variabilité inter-annuelle des apports nets est représentée par le coefficient de variation des apports nets annuels

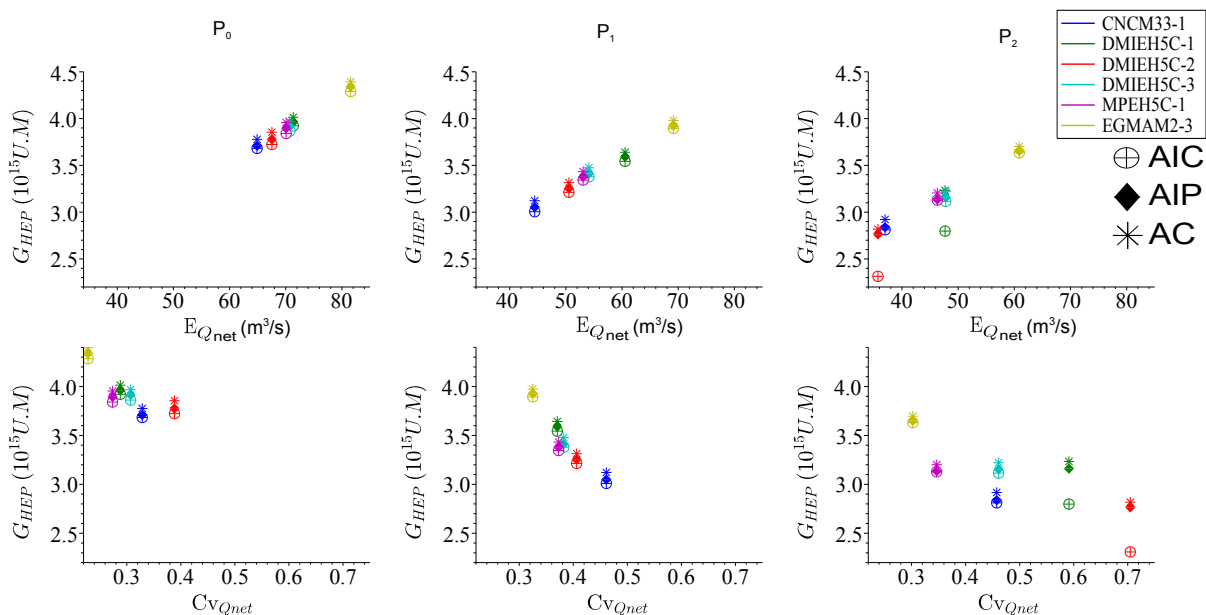


FIGURE 8.5 – Première ligne : Indicateur de revenus moyen sur les périodes  $P_0$  (colonne gauche),  $P_1$  (colonne milieu) et  $P_2$  (colonne droite) en fonction de l’espérance des apports nets annuels à la retenue. Les résultats présentés sur ces trois figures sont les mêmes que ceux présentés figure 8.4. Deuxième ligne : Identique à la première ligne excepté que les indicateurs de revenus moyens sont exposés en fonction du coefficient de variation des apports nets annuels.

Les stratégies de gestion obtenues pour ces deux chaînes s’avèrent être très différentes comme cela est illustré et explicité par le biais des Figures 8.6 et 8.7 :

- La Figure 8.6a présente les 900 années d’apports nets de l’historique du modèle AIC (courbes grises) pour la chaîne de simulation CNCM33-1/Analog20. Les quantiles 10, 50 et 90 sont respectivement présentés en noir, rouge et bleu. Pour rappel, la courbe enveloppe des quantiles 10 (noir) conditionne la courbe guide de remplissage 90 %. Le code couleur est identique pour les Figures 8.6b et 8.6c.
- La Figure 8.6b présente le cumul des apports nets pour chacune de ces 900 années. La courbe enveloppe des quantiles 10 des cumul d’apports nets (noir) correspond au cumul de la série des quantiles 10 d’apports nets illustrée courbe noire Figure 8.6a.
- La figure 8.6c présente la courbe de remplissage calculées pour chacune des 900 années. Les 900 courbes de remplissage sont utilisées par le modèle AC lors de la simulation de ces années. La courbe bleue est la courbe guide de remplissage 90 % utilisée par le modèle AIC.
- Les graphiques exposés Figure 8.7 sont similaires à ceux de la Figure 8.6, mais font référence à la chaîne de simulation DMIEH5C-2/Analog20.

Une grande variabilité inter-annuelle des apports nets annuels se traduit en particulier par des quantiles 10 et 90 moins proches du quantile médian, en particulier durant la période prin-

tanière<sup>a</sup>. Cela s'observe sur les Figures 8.6a et 8.7a. Cela se voit encore mieux sur les Figures 8.6b et 8.7b.

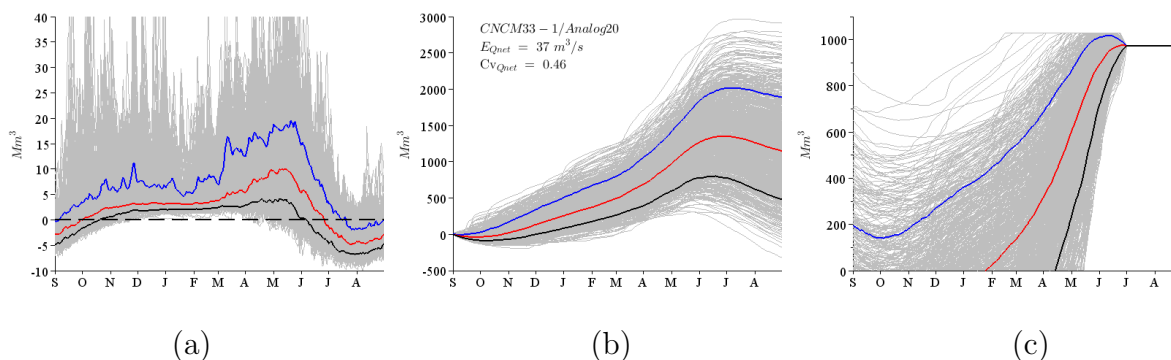


FIGURE 8.6 – Chaîne de simulation CNCM33-1/Analog20 : (a) Apports nets à la retenue de SP, en  $\text{Mm}^3$  (b) Apports nets cumulés à la retenue de SP, en  $\text{Mm}^3$  (c) Courbes guides de remplissage calculées pour chacune des séries d'apports nets présentées en a), en  $\text{Mm}^3$ . Pour chaque graphique, les 900 scénarios correspondant aux 900 années de l'historique (i.e. 30 réalisations de 30 années), sont représentés en gris. Les courbes bleues, rouges et noires représentent respectivement les quantiles 90, 50 et 10 des séries. Période  $P_2$

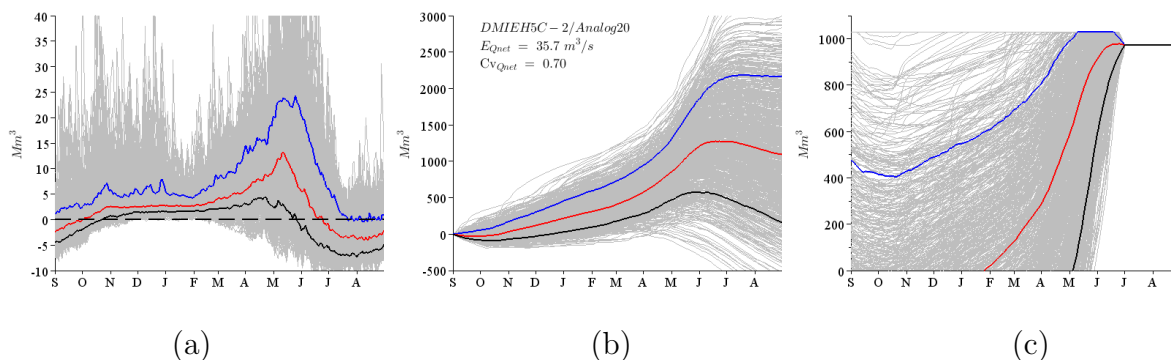


FIGURE 8.7 – Chaînes de simulation DMIEH5C-2/Analog20. Pour plus de détails, se référer à la légende Figure 8.6

Pour un scénario d'apports nets donné, la valeur cumulée des apports nets à la retenue entre le 1<sup>er</sup> septembre et le 1<sup>er</sup> juillet conditionne complètement le niveau de remplissage de la réserve nécessaire au 1<sup>er</sup> septembre pour garantir l'objectif de cote au début de la période estivale<sup>b</sup>. Les valeurs minimales requises de ces niveaux de remplissage sont exposées dans le Tableau 8.5 pour les quantiles 10 et 50 des apports nets cumulés.

a. Pour faciliter la lecture de ces graphiques, l'axe des ordonnées est limité à  $40 \text{ Mm}^3$ . Sur les figures 8.6 et 8.7, l'origine temporelle des graphiques est le 1<sup>er</sup> septembre, i.e. le premier jour après la contrainte de cote touristique.

b. Pour mémoire, l'objectif au 1<sup>er</sup> juillet est fixé à  $972.9 \text{ Mm}^3$



Pour garantir l'objectif de cote au 1<sup>er</sup> juillet pour au moins 50 % des scénarios, il n'est pas nécessaire de disposer d'eau dans la retenue au 1<sup>er</sup> septembre, ( $S_{01/09}^{50\%} = 0 \text{ Mm}^3$  pour les deux chaînes de simulation). Pour garantir l'objectif de cote au 1<sup>er</sup> juillet pour au moins 90 % des scénarios, un volume  $S_{01/09}^{90\%} = 195.6 \text{ Mm}^3$  est requis à la date du 1<sup>er</sup> septembre pour la chaîne CNCM33-1/Analog20 et un volume  $S_{01/09}^{90\%} = 475.3 \text{ Mm}^3$  pour la chaîne DMIEH5C-2/analog20 soit un écart de l'ordre  $280 \text{ Mm}^3$  entre les deux chaînes. Il en résulte une courbe guide de remplissage 90 % beaucoup plus sévère pour la chaîne de simulation DMIEH5C-2/analog20 (courbes bleues Figures 8.6c et 8.7c), alors que ces deux chaînes de simulation présentent une espérance d'apports nets annuels similaire.

	CNCM33-1/Analog20	DMIEH5C-2/Analog20
Cumul $Q_{net10}$ 01/09→01/07	777.3 $\text{Mm}^3$	497.6 $\text{Mm}^3$
$S_{01/09}^{90\%}$	195.6 $\text{Mm}^3$	475.3 $\text{Mm}^3$
Cumul $Q_{net50}$ 01/09→01/07	1352.7 $\text{Mm}^3$	1273.1 $\text{Mm}^3$
$S_{01/09}^{50\%}$	0 $\text{Mm}^3$	0 $\text{Mm}^3$

TABLEAU 8.5 – Quantiles 10 et médian du cumul des apports nets du 1<sup>er</sup> septembre au 1<sup>er</sup> juillet.  $S_{01/09}^{50\%}$  et  $S_{01/09}^{90\%}$  représentent le volume à disposer en stock à la date du 1<sup>er</sup> septembre pour pouvoir garantir l'objectif de cote au 1<sup>er</sup> juillet respectivement pour au moins 50 % et 90 % des scénarios d'apports nets. Pour mémoire, l'objectif de cote au 1<sup>er</sup> juillet est de  $972.9 \text{ Mm}^3$ .

Pour une année donnée, la courbe guide de remplissage du modèle AC est une des courbes grises exposées Figures 8.6 ou 8.7b. Plus la courbe guide de remplissage 90 % du modèle AIC (courbes bleues Figures 8.6c ou 8.7c) en est proche, plus la gestion réalisée par le modèle AIC devrait être proche de celle réalisée par le modèle de gestion AC cette année là.

Il en découle que plus la courbe guide de remplissage 90 % du modèle AIC est proche de la courbe guide de remplissage médiane (courbes rouges Figures 8.6c et 8.7c), plus la performance estimée par le biais de ce modèle de gestion devrait être proche de celle obtenue à partir du modèle de gestion AC. Il est donc logique que la performance obtenue pour l'ensemble des 900 années simulées à partir du modèle AIC soit plus proche de celle du modèle AC pour la chaîne de simulation CNCM33-1/Analog20 que pour la chaîne de simulation DMIEH5C-2/Analog20. Par ailleurs, la courbe guide de remplissage 90 % beaucoup plus sévère obtenue pour la chaîne DMIEH5C-2/Analog20 explique pourquoi la signature de stock moyenne AIC présente un déstockage très limité vis-à-vis des autres modèles de gestion durant la période  $P_2$  (Figures 8.2 et 8.1).

Nous pouvons également constater que la courbe de remplissage 90 % calculée pour la chaîne de simulation DMIEH5C-2/Analog20 présente un palier à partir du 9 mai, égal à la capacité  $S^{max}$  de la retenue. En fait à partir de cette date, un volume supérieur à la capacité de remplissage de la retenue (i.e.  $1030 \text{ Mm}^3$ ) est nécessaire pour au moins 10 % des scénarios afin de satisfaire la cote au 1<sup>er</sup> juillet. Or à cette période de l'année, les apports nets sont toujours élevés pour de nombreux scénarios (cf. Figures 8.7a). Si la réserve est pleine à partir du 9 mai, il existe un risque important de déversement pour ces scénarios (si la réserve est pleine, il y a déversement dès lors que l'apport au réservoir est supérieur au volume journalier pouvant être

turbiné  $R^{max}$ ). Il en résulte pour cette chaîne de simulation des déversements très élevés simulés par le modèle AIC (cf. Tableau 8.3a). Les volumes déversés ne contribuant pas au critère  $G_{HEP}$ , par combinaison, cela engendre la forte sous-estimation des revenus précédemment discutée pour ce modèle de gestion.

En conclusion, la sous-estimation de  $G_{HEP}$  et la surestimation de  $V_{Dev}$  par le modèle AIC pour la chaîne de simulation DMIEH5C-2/Analog20 résultent d'une forte variabilité inter-annuelle des apports nets à la retenue. Cette variabilité se traduit par un faible quantile 10 des apports nets et un cumul d'apports nets négatif sur une longue période précédant la date du 1<sup>er</sup> juillet. Par suite, cela engendre une courbe guide de remplissage 90 % extrêmement sévère et un remplissage complet de la réserve très tôt dans l'année, et conduit à d'importants déversements. Notons que des résultats similaires sont obtenus pour la chaîne de simulation DMIEH5C-1/Analog20 sur la période  $P_2$ .

Cette analyse peut également être conduite pour les autres chaînes de simulation et sur les autres périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$ . A cet effet, les quantiles 90 et 50 des courbes guides de remplissage, obtenues pour l'ensemble des chaînes de simulation GCM/Analog20 sur les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$ , sont illustrées Figure 8.8.

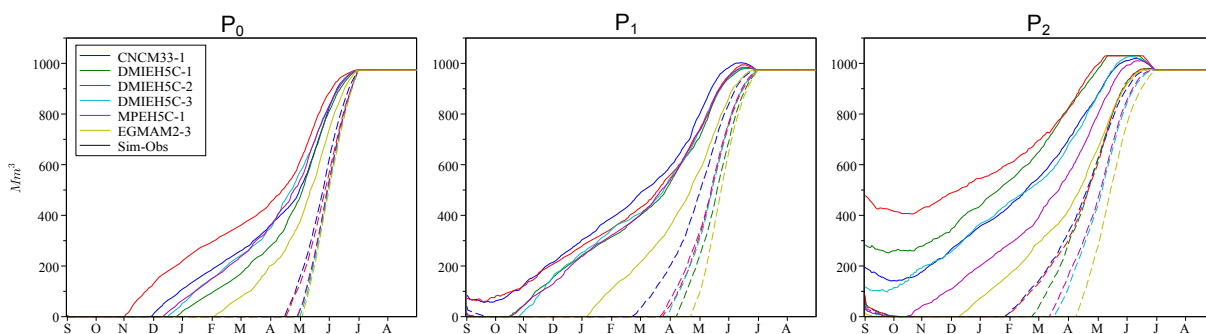


FIGURE 8.8 – Courbes guides de remplissage 90 % (courbes pleines) et courbes guides de remplissage médianes (tirets). La courbe guide de remplissage 90 % est l'enveloppe des quantiles 90 des 900 courbes guides de remplissage, obtenues pour chacune des 900 années de l'historique (30 réalisations  $\times$  30 années)

Pour l'ensemble des chaînes de simulation, les courbes guides de remplissage 90 % (courbes pleines Figure 8.8) sont de plus en plus sévères sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , mais surtout elles sont de plus en plus éloignées des courbes médianes (tirets Figures 8.8). Comme nous l'avons détaillé précédemment, cela résulte de la diminution du quantile 10 des apports nets étant donné i) la diminution des apports nets moyens et ii) l'augmentation de la variabilité inter-annuelle des apports nets (Tableau 8.4).

Pour le modèle AIP, la gestion du remplissage de la retenue est également probabiliste, comme le modèle AIC. Les courbes guides de remplissage 90 % recalculées chaque mois par ce modèle. De même que pour les modèles AC et AIC, elles sont plus sévères sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  que sur la période  $P_0$  (elles héritent en partie de l'augmentation de la variabilité inter-annuelle des apports nets). Elles se situent entre les courbes de remplissage 90 % du modèle AIC présentées en trait plein Figure 8.8 et les courbes de remplissage du modèle AC, dont les médianes sont

représentées par des tirets sur la Figure 8.8. Elles sont moins sévères que celles du modèles AIC grâce au système de prévisions hydrologiques qui, comme sur la période  $P_0$ , permet de limiter la sévérité de ces dernières et autorise des déstockages hivernaux en moyenne plus importants que ceux obtenus par le modèle AIC (Figure 8.1) ce qui par suite, évite les configurations telles que nous les avons observées pour le modèle AIC et les chaînes de simulation DMIEH5C-1/Analog20 et DMIEH5C-2/Analog20.

## 8.4. CONCLUSION

L'influence des différentes représentations des stratégies de gestion sur l'estimation de la performance du système modélisé de SP a été détaillée. Trois modèles de gestion ont été utilisés à cet effet, à savoir :

- Le modèle AIP, utilisant à la fois une connaissance climatologique des variables d'intérêt à la gestion ainsi qu'un système de prévisions hydrologiques pour construire sa stratégie de gestion. La performance estimée par ce modèle est considérée comme la plus représentative du système réel de gestion de SP. Elle est considérée comme référence.
- Le modèle AC, utilisant des prévisions parfaites des variables d'intérêt à la gestion pour construire une stratégie parfaitement adaptée au contexte ressource-usages pour l'ensemble de la période de simulation considérée. Ce modèle surestime la performance de référence.
- Le modèle AIC, utilisant seulement une connaissance climatologique de l'avenir pour établir sa stratégie de gestion. Ce modèle sous-estime la performance de référence.

Pour chacun des trois modèles de gestion, l'estimation de la performance a été réalisée sur trois périodes distinctes (i.e. 1970-1999 ( $P_0$ ), 2036-2065 ( $P_1$ ) et 2070-2099 ( $P_2$ ), en utilisant en phase de simulation de la gestion, la stratégie de gestion propre à chacun de ces modèles. Ces stratégies de gestion ont été optimisées sur chacune de ces périodes dans une étape préliminaire.

La question à laquelle nous souhaitions répondre était de savoir si l'utilisation d'un modèle de gestion simplifié (comme AC et AIC) permettait d'évaluer convenablement la performance, obtenue par ailleurs par un modèle de référence, sur chacune des périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$ . Cela impliquerait que les surestimations et / ou sous-estimations des critères de performance calculées par le biais de ces modèles simplifiés sur une période de contrôle  $P_0$ , se conservent sur les périodes futures  $P_1$  et  $P_2$ .

Pour le système analysé, les valeurs de surestimation ou du sous-estimation de la performance par les modèles AC et AIC, peuvent être plus ou moins conservatives selon le critère considéré :

- Pour le critère de fiabilité, la surestimation par le modèle AC, aussi bien que la sous-estimation par le modèle AIC, sont similaires sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  vis-à-vis de la période  $P_0$ .
- Dans un contexte opérationnel, la prévisibilité partielle des apports à la réserve permet au gestionnaire, pour à un même niveau de risque de défaillance vis-à-vis du respect de la

cote touristique, d'être beaucoup moins sévère sur la courbe guide de remplissage. Celle-ci est adaptée en permanence, selon l'état observé du système. Cette adaptabilité échappe complètement au modèle de gestion AIC qui conduit à une gestion de cote pendant la période de remplissage beaucoup plus sévère pour les scénarios où la variabilité inter-annuelle des apports nets est élevée ce qui est le cas sur la période  $P_2$  pour deux chaînes de simulation (i.e. DMIEH5C-1/Analog20 et DMIUEH5C-2/Analog20). Dans ces cas, la sous-estimation de la performance pour les critères  $G_{HEP}$  et  $V_{Dev}$  n'est pas conservée, elle augmente considérablement.

- En climat futur, la sur-estimation de la performance vis-à-vis du critère de déversement n'est pas conservée pour le modèle AC. La prévisibilité parfaite des apports à la retenue d'une part, et la diminution des volumes d'apports printaniers d'autre part conduit en effet à la suppression des déversements, ce qui n'est pas le cas pour le modèle de référence AIP.

Les résultats obtenus sont sans doute très contextuels et liés :

- à la façon dont sont construites les stratégies de gestion, c'est à dire à l'utilisation d'une courbe guide de remplissage 90 %. Cela implique que la variabilité inter-annuelle des apports nets a une influence majeure sur la stratégie de gestion et la performance du système, en particulier pour le modèle AIC.
- à la nature du bassin versant : de son régime hydrologique et des usages considérés *via* la plus ou moins grande prévisibilité des apports nets d'une année à l'autre qui résulte i) de la variabilité inter-annuelle des forçages météorologiques et ii) de l'inertie hydrologique du bassin versant (i.e. stockage des précipitations hivernales et fonte au printemps). L'inertie hydrologique diminue fortement de  $P_0$  à  $P_1$  puis à  $P_2$ . Cela aurait pu impliquer que la surestimation de la performance obtenue avec le modèle AC augmente en climat futur et que la sous-estimation de performance obtenue avec AIC diminue en climat futur. Cela n'est cependant pas ressorti.

# Synthèse

## Objectifs

La modification de l'estimation de la performance d'un système de gestion peut être évaluée entre une période de contrôle  $P_0$  (1970-1999) et une période future  $P_1$  (2036-2065) ou  $P_2$  (2070-2099), à partir des résultats de simulation d'un modèle de gestion.

Ce chapitre explore la possibilité d'évaluer les probables modifications de la performance estimée d'un système en climat futur, à partir d'une représentation très simplifiée de la gestion de ce système (i.e. les modèles AIC et AC). L'estimation de la performance du système évaluée à partir du modèle AIP est ici considérée être celle de référence, car la gestion réalisée par ce dernier est la plus proche de celle réalisée en opérationnel.

## Cadre d'analyse

Les stratégies de gestion des modèles AIC et AIP sont établies sur les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$ . Ce choix surestime *a priori* la performance de ces modèles sur ces périodes. Néanmoins il présente l'avantage de calculer les stratégies de gestion des trois modèles (i.e. AC, AIC et AIP) sur les mêmes périodes. Les différences de performances obtenues entre ces trois modèles pourront être associées à la prévisibilité des variables d'intérêt différente selon les modèles.

## Principaux résultats

La surestimation de la performance avec le modèle AC et la sous-estimation de la performance avec le modèle AIC sont plus ou moins conservées en climat futur. Ce résultat est toutefois erroné pour certaines configurations ou pour certains critères :

- Une stratégie de gestion basée sur la climatologie uniquement (i.e. modèle AIC) peut engendrer une sous-estimation plus importante de la performance, en climat futur qu'en climat de contrôle. En particulier lorsque la variabilité inter-annuelle de certaines variables augmente en climat futur. Pour le cas d'étude exploré dans cette thèse, cela concerne la variabilité inter-annuelle des apports nets qui structure la stratégie de gestion du modèle AIC.
- La surestimation de la performance obtenue avec un modèle de gestion utilisant une prévisibilité parfaite des variables d'intérêt de la gestion peut augmenter en climat futur pour certain critère de performance. C'est le cas pour les volumes déversés, qui deviennent nuls pour le modèle AC alors d'importants volumes sont toujours déversés sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$  avec le modèle de référence AIP.

# Conclusions et Perspectives



## Rappel de la problématique

*L'eau douce - ressource fragile - est indispensable à la vie, au développement et à l'environnement.* Le premier des quatre principes de Dublin (1992) retranscrit parfaitement la place de l'eau dans nos sociétés. Historiquement, cette ressource a principalement été utilisée pour approvisionner les populations et irriguer les terres agricoles. De nos jours, la ressource en eau est utilisée dans de nombreux secteurs d'activités (agriculture, industrie, tourisme) et en particulier celui de l'énergie. L'eau et l'énergie sont en effet indissociables : l'eau intervient dans la majorité des moyens de production énergétique (refroidissement des centrales, hydroélectricité, biocarburant, extraction des ressources fossiles conventionnelles ou non conventionnelles). Les aspects environnementaux et écologiques sont également de plus en plus considérés. Pour ces multiples raisons, la gestion de la ressource en eau est depuis longtemps une des priorités de nos sociétés.

La gestion dans le temps et dans l'espace de cette ressource est possible grâce à de multiples aménagements hydrauliques, construits le long des rivières. Les grands barrages, multiusages pour la plupart, sont les pièces maîtresses de ces systèmes. De par leur importante capacité de stockage, ils sont capables de moduler la fourniture en eau en fonction de la demande. Les décisions prises quotidiennement par les gestionnaires de ces systèmes, sont guidées par des règles de gestion qui se décomposent en i) une règle de répartition de la ressource en eau entre les différents usages et usagers, et ii) une stratégie de distribution temporelle. Ces règles de gestion, établies au fil des années, sont adaptées d'une part à la nature et à la diversité des objectifs et usages à satisfaire, et d'autre part au contexte climatique courant. Durant le siècle à venir, le contexte climat-usages devrait être profondément modifié, principalement pour les raisons suivantes :

- Le changement climatique : les projections du GIEC montrent que le système climatique, du fait de l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, est amené à évoluer. Ceci devrait induire une modification du régime des rivières, aussi bien en termes d'apports moyens que de variabilité ainsi qu'une modification des usages de la ressource en eau, aussi bien en termes d'intensité que de diversité.
- Le changement des sociétés : il devrait intervenir à deux niveaux : Le premier niveau est lié à la hausse de la population mondiale. Elle devrait exacerber le stress sur la disponibilité de la ressource en eau pour l'ensemble des catégories d'usages (i.e. domestique, agricole et industriel). Le deuxième niveau est lié au secteur énergétique qui est pour le siècle à venir, confronté à un double challenge : celui de réduire l'utilisation des énergies fossiles pour ne pas nuire plus à l'environnement et celui de garantir au plus grand nombre un accès à l'énergie à un prix acceptable. Un nouveau mix énergétique, basé sur l'intégration progressive des énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien) devrait s'imposer durant les décennies à venir. La capacité des grands barrages à gérer de façon quasi-instantanée les écarts entre offre et demande devrait les amener à avoir un rôle majeur à l'échelle de vastes territoires.

En réponse à ces changements, les règles de gestion actuelles des systèmes de gestion devraient, *a priori*, ne plus être adaptées. Estimer les probables modifications de la performance pour



des périodes futures nécessite de pouvoir simuler la gestion de ces systèmes. Ce type d'exercice requiert une chaîne de simulation composée de différents modèles et basée sur différents scénarios d'évolution future, dont *a minima* :

- De scénarios de forçages météorologiques pertinents à l'échelle des hydro-systèmes étudiés.
- Des modélisations des contraintes et objectifs du système de gestion. Celles-ci permettront d'estimer le devenir des apports au système ainsi que des différentes demandes, fonction en particulier des scénarios météorologiques à l'échelle du système étudié.
- Un modèle de gestion permettant de simuler les décisions prises au jour le jour par le gestionnaire du système de ressource en eau considéré.

L'objet de cette thèse est i) de mettre en place la chaîne de simulation permettant de faire l'estimation de performance contrôle / futur pour un système de gestion donné et ii) d'estimer en particulier l'effet de ces dernières sources d'incertitudes sur cette estimation.

## Travail effectué

Le cadre d'analyse de ce travail de thèse est le projet de recherche RIWER 2030 (<http://www.lthe.fr/RIWER2030/AboutRIWER.html>) dont la région d'étude est limitée à la Durance en amont de la retenue de Serre-Ponçon. Les GCMs utilisés pour la génération des variables météorologiques grande échelle sont ceux de l'expérience STREAM2 du projet ENSEMBLES [2009], pour le scénario A1B. Pour générer des scénarios de forçages météorologiques à l'échelle du bassin de la Durance amont, trois MDES ont été considérées : Dsclim (Lafaysse [2011]), D2gen (Mezghani et Hingray [2009]) et Analog (Obled *et al.* [2002]; Bontron [2004]), respectivement développées au CERFACS, LTHE et à EDF. Le système de gestion de la ressource en eau considéré est la retenue de Serre-Ponçon, située à l'exutoire du bassin versant étudié. Un ensemble de scénarios météorologiques, générés dans le cadre du projet RIWER 2030 ont été utilisés en entrées des modèles d'usages de l'eau et de gestion développés durant cette thèse.

## Modélisation de la gestion de la retenue de Serre-Ponçon

La retenue de Serre-Ponçon est la pièce maitresse de la Chaîne de Production Hydraulique Durance-Verdon (CPH-DV). La description de l'ensemble des aménagements et des usages de l'eau rattachés à la CPH-DV n'a pas été possible dans le cadre du projet RIWER 2030. Plusieurs simplifications ont dû être réalisées. En particulier, seuls les trois principaux usages de la ressource en eau de la retenue de Serre-Ponçon ont été retenus dans cette étude. Ils sont, par ordre de priorité :

- La satisfaction de la demande en eau en aval du système. Cette demande intègre à la fois les besoins agricoles, domestiques et industriels.
- L'usage touristique du lac de Serre-Ponçon.
- L'optimisation de la production hydroélectrique de la retenue de Serre-Ponçon.

Pour le premier point, nous avons proposé une modélisation de la demande à fournir à l'aval de la retenue. Elle intègre une représentation conceptuelle de l'utilisation agricole de l'eau sur le bassin de la Basse-Durance et les apports des bassins intermédiaires entre la retenue et les périmètres irrigués.

La contrainte touristique se traduit par un niveau de remplissage à garantir au mieux lors des mois de juillet et août. Nous avons modélisé cette contrainte par une courbe guide de remplissage déterminée, dans le cas d'une gestion en avenir incertain, sur la base d'une analyse climatologique du risque de non satisfaction à 10 % de l'objectif de cote.

Pour le troisième point, la production hydroélectrique de la retenue est optimisée à partir d'un intérêt à produire de l'énergie. Cet intérêt est supposé être la consommation électrique France, dont une modélisation est proposée dans la thèse.

Trois modèles de gestion de la retenue de Serre-Ponçon ont été développés durant cette thèse. Ils reposent sur une optimisation sous contrainte de la production énergétique. L'optimisation consiste à réaliser le meilleur placement dans le temps de la production énergétique (en fonction de l'intérêt à turbiner) tout en respectant les contraintes i) de satisfaction de la demande en eau en aval et ii) de remplissage durant la période estivale. Ce problème d'optimisation est résolu pour les trois modèles de gestion, à partir d'un algorithme de programmation dynamique. La différence entre ces trois modèles de gestion intervient lors du processus d'optimisation des stratégies de gestion. Elle résulte de différents degrés de prévisibilité des variables d'intérêt de la gestion (apports, sollicitations), c'est à dire :

- Une prévisibilité parfaite (modèle AC "Avenir Certain").
- Une prévisibilité basée sur la seule connaissance de la climatologie des variables d'intérêt de la gestion (modèle AIC "Avenir Incertain Climatologique")
- Une prévisibilité intermédiaire basée sur la climatologie des variables météorologiques et sur une prévision par simulation de la réponse hydrologique résultante pour les différents bassins versant dont les apports conditionnent la gestion de la retenue (modèle AIP "Avenir Incertain Prévu").

La description des contraintes et usages considérés dans le processus de gestion du système modélisé de Serre-Ponçon étant très simplifiée par rapport au système réel, qui s'inscrit dans une chaîne de production à l'échelle régionale, les sorties des modèles de gestion sont difficilement comparables aux données observées sur site. Cependant en termes de comportement, lors d'années sèches ou d'années humides par exemple, les résultats des simulations sont satisfaisants.

## Estimation de la performance de Serre-Ponçon

La performance d'un système réel est difficilement, voire impossible à calculer rigoureusement. Il faudrait pour cela questionner l'ensemble des utilisateurs de la ressource pour connaître leurs critères de satisfaction / non satisfaction. De plus, la satisfaction / non satisfaction de certains objectifs n'est pas quantifiable (bien être de la faune et la flore par exemple).

La performance peut cependant être estimée, à partir d'un ensemble de critères choisis. Les critères retenus dans cette thèse sont :

- Deux critères basés sur une quantification des défaillances du système vis-à-vis de l'objectif touristique : un critère de fiabilité mesurant la fréquence des journées sans défaillance, deux critères de vulnérabilité fournissant une mesure de leur intensité
- Un indicateur de revenus, indiquant la capacité du modèle à optimiser la production en fonction de l'intérêt à produire de l'énergie.
- Un critère de déversements, indiquant la quantité d'eau déversée sur une période de simulation fixée.

Le modèle AIP est sans aucun doute celui dont la gestion se rapproche le plus de celle réalisée en opérationnel car il intègre un processus de prévisions hydrologiques dans l'optimisation de la stratégie de gestion. La performance du système obtenue avec ce modèle est considérée être une référence. A ce titre, la performance estimée avec le modèle AC est surestimée du fait d'une connaissance parfaite de l'avenir. Celle estimée avec le modèle AIC est sous-estimée du fait d'une connaissance limitée à la climatologie des variables d'intérêt de la gestion.

Les chaînes de simulation considérées (i.e. les chaînes GCM/Analog20 et DMIEH5C-1/MDES) ont été évaluées dans le cadre du projet RIWER 2030 sur leur capacité à reproduire, pour la période récente, les chroniques de températures et précipitations observées sur le bassin versant. Les scénarios de forçages météorologiques obtenus reproduisent, à différentes échelles spatiales, de manière satisfaisante et équivalente les températures et les précipitations aussi bien à l'échelle saisonnière qu'à l'échelle annuelle. Il n'est donc pas possible, sur la base de ces scénarios, de choisir une chaîne de simulation particulière, pour effectuer une analyse de la performance de la gestion en climat futur.

Pour une chaîne de simulation donnée, du fait de la nature stochastique des GCMs et des MDES, différentes réalisations météorologiques d'une même période peuvent être obtenues. En conséquence, la performance estimée à partir d'un même modèle de gestion varie d'une réalisation à une autre. 100 scénarios de 240 ans au pas de temps journalier étaient disponibles pour chacune des chaînes de simulation mises en place dans le cadre du projet RIWER 2030. Nous avons cependant montré pour les modèles AC et AIC, que l'utilisation de 30 réalisations météorologiques d'une période de contrôle 1970-1999 (réanalyses NCEP) permet de stabiliser l'estimation des moyennes des critères de performance. Ce nombre de réalisations permet également, dans une moindre mesure, une estimation robuste de l'écart type des distributions des critères de performance.

En climat futur, pour les scénarios et selon les chaînes de simulation considérées, la performance du système modélisé de Serre-Ponçon est amenée à diminuer quel que soit le modèle de gestion considéré dans la majorité des configurations, en particulier :

- la fiabilité vis-à-vis du respect de la cote touristique diminue résultant i) de la baisse des apports à la retenue durant les mois de juillet et août et ii) de la hausse de la demande en eau en aval à cette période.
- la vulnérabilité associée augmente pour les mêmes raisons.

- L'indicateur de revenus diminue principalement du fait de la diminution des apports annuels à l'échelle de l'année.
- Les déversements diminuent également du fait de la baisse des apports durant la période de l'onde de fonte.

## Incertitudes liées aux scénarios de forçages météorologiques

En climat futur, les scénarios de forçages météorologiques varient d'une chaîne de simulation à une autre. Au contraire de ce qui est généralement admis pour les variables de précipitation et de température, l'incertitude liée à la descente d'échelle est du même ordre de grandeur que celle liée au GCMs.

Ces incertitudes se propagent par la suite en aval des MDES, sur les sorties des modèles de contraintes et d'usages. Il en résulte des scénarios d'apports et de demandes différents sur ces périodes. Pour ces sorties de modèles, l'incertitude liée aux MDES est une nouvelle fois du même ordre de grandeur que celle liée aux GCMs.

Un résultat similaire est obtenu pour les modifications de la performance estimée du système modélisé de Serre-Ponçon. Également, contrairement à ce qui est admis, le choix de la MDES est un facteur significatif sur l'estimation de performance réalisée en climat modifié, tout comme peut l'être celui d'un GCM particulier.

Des simulations continues de la gestion du système modélisé de Serre-Ponçon sur la période 1860-2099, ont permis d'apprécier, pour chaque chaîne de simulation, la significativité des modifications de performance. Pour le critère de revenus, les modifications obtenues ne sont pas significatives pour certaines chaînes de simulation, notamment pour celles dont les MDES utilisent des variables thermo-dynamiques comme prédicteurs de grande échelle.

Ainsi, pour prendre en compte les incertitudes liées aux générations de forçages météorologiques, nous préconisons l'utilisation de plusieurs GCMs (voir même de plusieurs runs d'un même GCM) et de plusieurs MDES.

## Incertitudes liées aux modèles de gestion

De même, la performance estimée est fortement dépendante du modèle retenu pour représenter la stratégie de gestion. Dans le cas présent, nous avons aussi montré que la surestimation de la performance du modèle AC et la sous-estimation du modèle AIC sont plus ou moins conservées sur des périodes futures.

Néanmoins, cela n'est pas vérifié pour certains critères de performance, comme celui de déversement par exemple. De même la sous-estimation de la performance réalisée avec le modèle AIC s'est révélée pouvoir largement augmenter, en particulier lorsque la variabilité inter-annuelle des débits augmente fortement pour les climats futurs.

Nous sommes donc en droit d'attendre pour n'importe quel système de gestion, une estimation potentiellement très erronée de la performance réelle du système de gestion, dès lors que

L'on simplifie trop la façon de représenter la gestion.

De nombreuses études d'impact du changement de climat sur la performance des systèmes de gestion de la ressource sont menées en considérant une prévisibilité parfaite des variables d'intérêt futures (i.e. un modèle de gestion de type AC). Dans ce cas, l'impact du changement de climat est sous-évalué. Cependant, de nombreux auteurs suggèrent de plus en plus de considérer la nature incertaine des variables d'intérêt dans le processus de gestion (i.e. un modèle de gestion de type AIC). Pour le cas d'étude analysé durant cette thèse, nous pouvons constater que ce type d'approche peut donner une vision très biaisée de la performance du système en climat futur. Une gestion de type AIP permet *a priori* une meilleure estimation de la performance. Néanmoins si la prévisibilité de ce dernier diminue du fait de la diminution du stockage sous forme de neige sur le bassin, nous devons nous attendre à des problèmes similaires tels que constatés pour le modèle AIC.

Les résultats sont certainement très contextuels au cas d'étude de Serre-Ponçon, et en particulier à l'expression de certaines contraintes comme la courbe guide de remplissage 90 % qui conduit la série des quantiles 10 des apports nets à fortement influencer les stratégies de gestion du modèle AIC et dans une moindre mesure celle du modèle AIP.

## Perspectives

L'estimation de la performance future d'un système de gestion est très incertaine. Deux sources d'incertitudes majeures, liées à la génération des forçages météorologiques en climat modifié, ont été mises en évidence dans cette thèse. Il en existe de nombreuses autres, comme celles liées au devenir des usages de l'eau ou à la modélisation hydrologique par exemple. Nous pensons que ces sources d'incertitudes doivent également être explorées ce qui n'est généralement pas le cas dans les études réalisées.

Nous avons fait une analyse qualitative de la contribution des différentes sources d'incertitude à l'incertitude globale. Il serait intéressant et nécessaire de quantifier ces contributions pour mieux estimer leurs importances relatives. Des analyses statistiques comme des analyses de variance par exemple, pourraient être réalisées. *A minima*, il serait nécessaire de disposer de résultats de simulation de gestion pour un nombre de chaînes de simulation GCM/MDES plus conséquents (matrice de chaîne de simulation complète). A court terme, sur le bassin de Serre-Ponçon, la matrice présentée dans le Tableau 7.1 doit être complétée. De telles analyses statistiques pourraient faire ressortir des sources d'incertitudes très significatives par rapport à d'autres, ce qui par suite, pourrait encourager certains axes de recherches pour les années à venir comme par exemple l'amélioration des GCMs ou des MDES, ce qui est en dehors de notre champ de compétence.

Les résultats obtenus dans cette thèse suggèrent également que l'utilisation d'un modèle dont la représentation de la gestion est trop simplifiée, peut conduire à une sous-estimation ou une surestimation importante de la performance du système. Pour le cas du système de gestion de la CPH-DV, il est nécessaire d'étendre l'analyse de performance à une dimension supérieure de

celle du projet RIWER 2030 qui est la retenue de Serre-Ponçon. Une perspective importante de ce travail de thèse serait donc d'intégrer davantage de contraintes et d'usages de l'eau propre à cette chaîne de production hydraulique. Ce travail passe par une modélisation hydrologique sur le bassin aval de Serre-Ponçon, une modélisation plus fine des pratiques agricoles et des demandes en eau liées actuelles, une meilleure "scénarisation" des usages futurs et de leur évolution en nature et intensité. Dans une perspective où le mix énergétique est amené à évoluer, en particulier du fait de l'intégration progressive des énergies renouvelables intermittentes, la fonction d'intérêt à la production d'hydroélectricité doit également être repensée. Par exemple, à même niveau de demande en énergie, la fonction objectif devrait privilégier la production lors des journées nuageuses (peu de production solaire) et sans vent (peu de production éolienne).

Également cela nécessite la prise en compte des autres aménagements hydrauliques de la CPH-DV, en particulier la retenue de Sainte-Croix sur le Verdon, dont la gestion est coordonnée avec celle de Serre-Ponçon. Les critères de performance qui ne couvrent que certains aspects de la gestion et qui sont imparfaits par ailleurs, doivent être améliorés pour rendre compte de la performance des systèmes multi-réservoirs. Ces différents aspects sont partiellement pris en compte dans le cadre du projet de recherche R2D2 financé par le GICC<sup>a</sup> (<https://r2d2-2050.cemagref.fr/>). De façon plus large, la question de la gestion de la ressource en eau et énergétique associée devrait être traitée à une échelle plus large que celle d'une sous-région. L'intégration d'un grand nombre d'ouvrages dans un processus d'optimisation reste néanmoins encore aujourd'hui difficile. Les ressources informatiques nécessaires deviennent rapidement contraignantes.

La modification de la prévisibilité des apports et de la demande en climat futur est également une question de première importance. Dans le cas d'étude traité dans cette thèse, la prévisibilité des apports est toujours importante en climat futur du fait de la composante nivale du bassin versant de montagne (bien que celle-ci diminue). Nous avons pu constater que dans un tel contexte, d'apports et de demande très saisonniers, une représentation de la gestion basée sur la climatologie pouvait engendrer une augmentation des sous-estimations de la performance si la variabilité inter-annuelle est très importante.

Dans ces configurations, que dire des estimations de performance réalisées pour de plus larges territoires, intégrant des cours d'eau au régime pluvial dont la variabilité inter-annuelle est par nature beaucoup plus importante.

Une question qui découle de cette analyse concerne les GCMs. Que dire des projections en termes de variabilité inter-annuelle ? Nous avons pu constater que différents runs d'un même GCM (i.e. DMIEH5C) engendrent des variabilités inter-annuelles très différentes alors que celles-ci, du moins pour le cas d'étude traité dans cette thèse, conditionnent fortement les estimations de performance du système de Serre-Ponçon. Il serait donc souhaitable d'évaluer les GCMs sur ce point.

---

a. Le programme Gestion et Impacts du Changement Climatique



# Bibliographie

- AJAMI, N. K., HORNBERGER, G. M. et SUNDING, D. L. (2008). Sustainable water resource management under hydrological uncertainty. *Water Resources Research*, 44(11).
- ALLEN, R., PEREIRA, L., RAES, D. et SMITH, M. (1998). FAO irrigation and drainage paper no. 56. *Crop evapotranspiration (guidelines for computing crop water requirements)*. FAO, Rome.
- ARGUEZ, A. et VOSE, R. S. (2011). The definition of the standard WMO climate normal : The key to deriving alternative climate normals. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 92(6):699–704.
- BALLAND, P., HUET, P., LAFONT, E., LETEURTROIS, J.-P. et PIERRON, P. (2002). Propositions de simplification et de modernisation du dispositif d'intervention de l'Etat sur la gestion des eaux et du lit de la durance contribution à un plan durance. Rapport technique, Ministère de l'écologie et du développement durable, Ministère de l'agriculture, de l'alimentation, de la peche et des affaires rurales, Ministère délégué à l'industrie, Ministère de l'équipement, des transports, du logement, du tourisme et de la mer.
- BARNETT, T. P., ADAM, J. C. et LETTENMAIER, D. P. (2005). Potential impacts of a warming climate on water availability in snow-dominated regions. *Nature*, 438:303–309.
- BATES, B., KUNDZEWICZ, Z., WU, S. et PALUTIKOF (2008). Climate change and water. technical paper of the intergovernmental panel on climate change. Rapport technique, IPCC Secretariat, Geneva.
- BELLMAN, R. (1957). *Dynamic Programming*. Defense Technical Information Center, New Jersey, princeton university press édition.
- BELMANS, R. (2012). SmartGrids strategic research agenda for R&D needs towards 2035. Rapport technique, European Commission.
- BENISTON, M. (2003). Climatic change in mountain regions : A review of possible impacts. *Climatic Change*, 59(1-2):5–31.
- BENSALEM, A., BOUHENTALA, A. et EL-MAOUHAB, A. (2012). Deterministic optimal management strategy of hydroelectric power plant. *Energy Procedia*, 18(0):225–234.
- BERNARD, G. (2007). *Changements à long terme des peuplements de magnoliophytes d'un étang sous forte influence anthropique : l'étang de Berre (Méditerranée, France)*. Thèse de doctorat, Université de la Méditerranée (Aix-Marseille II).



- 
- BERTIN, A. (1960). Le barrage de serre-ponçon, pièce maîtresse de l'aménagement de la durance. *Revue de géographie alpine*, 48(4):625–687.
- BEYENE, T., LETTENMAIER, D. P. et KABAT, P. (2010). Hydrologic impacts of climate change on the Nile river basin : implications of the 2007 IPCC scenarios. *Climatic Change*, 100(3-4):433–461.
- BOÉ, J., TERRAY, L., HABETS, F. et MARTIN, E. (2006). A simple statistical-dynamical downscaling scheme based on weather types and conditional resampling. *Journal of Geophysical Research*, 111(D23):D23106.
- BONTRON, G. (2004). *Prévision quantitative des précipitations : adaptation probabiliste par recherche d'analogues. Utilisation des Réanalyses NCEP/NCAR et application aux précipitations du sud-est de la France*. Thèse de doctorat, INPG, Grenoble.
- BOURQUI, M., MATHEVET, T., GAILHARD, J. et HENDRICKX, F. (2011). Hydrological validation of statistical downscaling methods applied to climate model projections. *IAHS-AISH publication*, pages 32–38.
- BOURQUI, M., MATHEVET, T., HINGRAY, B., GAILHARD, J., HENDRICKX, F., LAFAYSSE, M. et MEZGHANI, A. (2012). Evaluation hydrologique en temps présent de la chaîne de modèle de circulation générale / méthodes de descente d'échelle statistique. In *Les climats régionaux : observations et modélisation*, pages 153–158, Grenoble, France.
- BRASSEUR, G. P. et ROECKNER, E. (2005). Impact of improved air quality on the future evolution of climate. *Geophysical Research Letters*, 32(23):L23704.
- BROC, J. (2012). L'efficacité énergétique : une thématique pluridisciplinaire au coeur des enjeux énergétiques, école énergies et recherches, Roscoff, France.
- CARDOSO, J. L., QUINTELA, A. d. C. et MASCARENHAS, J. M. (1994). Barrages romains en terre - bira baixa (portugal) : reconnaissance et caractérisation préliminaire. *Mélanges de la Casa de Velázquez*, 30(1):87–106.
- CASTELLETTI, A., PIANOSI, F., QUACH, X. et SONCINI-SESSA, R. (2011). Assessing water resources management and development in northern Vietnam. *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, 8(4):7177–7206.
- CHIEW, F., KAMALADASA, N., MALANO, H. et MCMAHON, T. (1995). Penman-monteith, FAO-24 reference crop evapotranspiration and class-A pan data in Australia. *Agricultural Water Management*, 28(1):9–21.
- CHRISTENSEN, J. H., CARTER, T. R., RUMMUKAINEN, M. et AMANATIDIS, G. (2007). Evaluating the performance and utility of regional climate models : the PRUDENCE project. *Climatic Change*, 81(1):1–6.
- CHRISTENSEN, J. H. et CHRISTENSEN, O. B. (2003). Climate modelling : Severe summertime flooding in Europe. *Nature*, 421(6925):805–806.

- 
- CHRISTENSEN, N. S., WOOD, A. W., VOISIN, N., LETTENMAIER, D. P. et PALMER, R. N. (2004). The effects of climate change on the hydrology and water resources of the colorado river basin. *Climatic Change*, 62(1-3):337–363.
- CIWEM (2010). Regulation for a sustainable water industry. Rapport technique, The Chartered Institution of Water and Environmental Management (CIWEM).
- CORON, L., ANDRÉASSIAN, V., PERRIN, C., LERAT, J., VAZE, J., BOURQUI, M. et HENDRICKX, F. (2012). Crash testing hydrological models in contrasted climate conditions : An experiment on 216 australian catchments. *Water Resources Research*, 48(5):W05552.
- DE MARSILY, G. (2009). *L'eau, un trésor en partage*. Quai des Sciences. Dunod.
- DENARIE, M. (2005). Coûts de fonctionnement des installations de neige de culture en france : saison 2004/2005. Rapport technique, ODIT France / SEATM, Chambéry.
- DESVOUGES, W. et KERRY SMITH, V. (1983). *Benefit-Cost Assessment Handbook for Water Programs*, volume 1. North Carolina : Research Triangle Institute.
- DIBIKE, Y. B. et COULIBALY, P. (2005). Hydrologic impact of climate change in the saguenay watershed : comparison of downscaling methods and hydrologic models. *Journal of Hydrology*, 307(1-4):145–163.
- DOUVILLE, H., CHAUVIN, F., PLANTON, S., ROYER, J.-F., SALAS-MÉLIA, D. et TYTECA, S. (2002). Sensitivity of the hydrological cycle to increasing amounts of greenhouse gases and aerosols. *Climate Dynamics*, 20(1):45–68.
- DRAPER, A. (2001). *Implicit Stochastic Optimization with Limited Foresight for Reservoir Systems*. Thèse de doctorat, University of California.
- DRAPER, A. J., JENKINS, M. W., KIRBY, K. W., LUND, J. R. et HOWITT, R. E. (2003). Economic-engineering optimization for california water management. *Journal of water resources planning and management*, 129(3):155–164.
- DUFRESNE, J.-L., QUAAS, J., BOUCHER, O., DENVIL, S. et FAIRHEAD, L. (2005). Contrasts in the effects on climate of anthropogenic sulfate aerosols between the 20th and the 21st century. *Geophysical Research Letters*, 32(21):L21703.
- DUPEYRAT, A., AGOSTA, C., SAUQUET, E. et HENDRICKX, F. (2008). Sensibilité aux variations climatiques d'un bassin à forts enjeux - le cas de la garonne. *In Proceedings 13th IWRA World Water Congress*, volume 15.
- DURAND, Y., LATERNSE, M., GIRAUD, G., ETCHEVERS, P., LESAFFRE, B. et MERINDOL, L. (2009). Reanalysis of 44 yr of climate in the french alps (1958-2002) : Methodology, model validation, climatology, and trends for air temperature and precipitation. *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, 48(3):429–449.
- EDF (2011). La production d'électricité d'origine hydraulique. *Note d'information*, page 7.

- 
- EDF (2012a). L'hydroélectricité, 1ère énergie renouvelable en région provence-alpes-côtes d'azur.
- EDF (2012b). L'énergie hydraulique, première des énergies renouvelables du groupe EDF. Dossier de presse.
- ENSEMBLES (2009). Climate change and its impacts : Summary of research and results from the ENSEMBLES project. Rapport technique, Met Office Hadley Centre, Exeter, UK.
- EUM, H.-I. et SIMONOVIC, S. P. (2010). Integrated reservoir management system for adaptation to climate change : The nakdong river basin in korea. *Water Resources Management*, 24(13): 3397–3417.
- FABER, B. et STEDINGER, J. (2001). Reservoir optimization using sampling SDP with ensemble streamflow prediction (ESP) forecasts. *Journal of Hydrology*, 249(1–4):113–133.
- FOUFOULA-GEORGIOU, E. et KITANIDIS, P. K. (1988). Gradient dynamic programming for stochastic optimal control of multidimensional water resources systems. *Water Resources Research*, 24(8):P. 1345.
- FRANÇOIS, B., HINGRAY, B., HENDRICKX, F. et CREUTIN, J. (2013). The value of storage water : a climatological signature for global impacts studies. (submitted).
- FRITSCH, F. et CARLSON, R. (1980). Monotone piecewise cubic interpolation. *SIAM Journal on Numerical Analysis*, page 238–246.
- GARÇON, R. (1996). Prévision opérationnelle des apports de la durance à serre-ponçon à l'aide du modèle MORDOR. bilan de l'année 1994-1995. *La Houille Blanche*, (5):71–76.
- GEORGAKAKOS, A. P. (1993). Operational trade-offs in reservoir control. *Water Resources Research*, 29(11):PP. 3801–3819.
- GIANNAKOPOULOS, C., BINDI, M., MORIONDO, M., LESAGER, P. et TIN, T. (2005). Climate change impacts in the mediterranean resulting from a 2 c global temperature rise. *WWF Report, Gland, Switzerland, WWF*.
- GIORGI, F., BI, X. et PAL, J. (2004). Mean, interannual variability and trends in a regional climate change experiment over europe. II : climate change scenarios (2071-2100). *Climate Dynamics*, 23(7-8):839–858.
- GOOR, Q., HALLEUX, C., MOHAMED, Y. et TILMANT, A. (2010). Optimal operation of a multipurpose multireservoir system in the eastern Nile river basin. *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 14(10):1895–1908.
- GREIMANN, B., BREKKE, L., GANGOPADHYAY, S., PRUITT, T., RAFF, D., HUANG, V. et MAKAR, P. (2012). Reservoir sediment management in response to climate change.
- GUPTA, H. V., KLING, H., YILMAZ, K. K. et MARTINEZ, G. F. (2009). Decomposition of the mean squared error and NSE performance criteria : Implications for improving hydrological modelling. *Journal of Hydrology*, 377(1–2):80–91.

- 
- HABETS, F., BOONE, A., CHAMPEAUX, J. L., ETCHEVERS, P., FRANCHISTÉGUY, L., LEBLOIS, E., LEDOUX, E., LE MOIGNE, P., MARTIN, E., MOREL, S., NOILHAN, J., QUINTANA SEGUÍ, P., ROUSSET-REGIMBEAU, F. et VIENNOT, P. (2008). The SAFRAN-ISBA-MODCOU hydrometeorological model applied over france. *Journal of Geophysical Research*, 113(D6).
- HARGREAVES, G. L., HARGREAVES, G. H. et RILEY, J. P. (1985). Agricultural benefits for senegal river basin. *Journal of Irrigation and Drainage Engineering*, 111(2):113–124.
- HASHIMOTO, T., STEDINGER, J. R. et LOUCKS, D. P. (1982). Reliability, resiliency, and vulnerability criteria for water resource system performance evaluation. *Water Resources Research*, 18(1):14.
- HAZEN, A. (1914). Storage to be provided in impounding reservoirs for municipal water supply. *Transactions American Society of Civil Engineers*, 77:1539–1640.
- HEIDARI, M., CHOW, V. T., KOKOTOVIĆ, P. V. et MEREDITH, D. D. (1971). Discrete differential dynamic programming approach to water resources systems optimization. *Water Resources Research*, 7(2):273–282.
- HEIN, L., METZGER, M. J. et MORENO, A. (2009). Potential impacts of climate change on tourism ; a case study for spain. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 1(2):170–178.
- HENDRICKX, F. (2001). Impact hydrologique d'un changement climatique sur le bassin du Rhône. In *Hydroécologie appliquée*, volume 13, pages 77–100, Chinon, FRANCE. Electricité de France.
- HINGRAY, B., HENDRICKX, F., BOURQUI, M., CREUTIN, J., FRANÇOIS, B., GAILHARD, J., LAFAYSSE, M., LE MOINE, N., MATHEVET, T., MEZGHANI, A. et MONTEIL, C. (2013). RIWER2030 : Climats régionaux et incertitudes, ressources en eau et gestion associée de 1860 à 2100. Rapport final Projet ANR VMCS 2009-2012, CNRS/LTHE, EDF/LNHE, EDF/DTG, Grenoble. <http://www.lthe.fr/RIWER2030/>.
- HINGRAY, B., MEZGHANI, A. et BUIHAND, T. A. (2007a). Development of probability distributions for regional climate change from uncertain global mean warming and an uncertain scaling relationship. *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 11(3):1097–1114.
- HINGRAY, B., MOUHOUS, N., MEZGHANI, A., BOGNER, K., SCHAEFLI, B. et MUSY, A. (2007b). Accounting for global-mean warming and scaling uncertainties in climate change impact studies : application to a regulated lake system. *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 11(3):1207–1226.
- HINGRAY, B., PICOUET, C. et MUSY, A. (2009a). Processus et modélisation hydrologique en milieu alpin. In *Hydrologie : Tome 2, Une science pour l'ingénieur*, page 70. PPUR presses polytechniques.
- HINGRAY, B., PICOUET, C. et MUSY, A. (2009b). Propagation des écoulements. In *Hydrologie : Tome 2, Une science pour l'ingénieur*, page 50. PPUR presses polytechniques.

- 
- HINGRAY, B., PICOUE, C. et MUSY, A. (2009c). Scénarios météorologiques. *In Hydrologie : Tome 2, Une science pour l'ingénieur*, page 70. PPUR presses polytechniques.
- HORTON, P., SCHAEFLI, B., MEZGHANI, A., HINGRAY, B. et MUSY, A. (2006). Assessment of climate-change impacts on alpine discharge regimes with climate model uncertainty. *Hydrological Processes*, 20(10):2091–2109.
- HOUDANT, B. (2004). *Contribution à l'amélioration de la prévision hydrométéorologique opérationnelle. Pour l'usage des probabilités dans la communication entre acteurs*. Thèse de doctorat, ENGREF (AgroParisTech).
- HUEBENER, H., CUBASCH, U., LANGEMATZ, U., SPANGHEHL, T., NIEHORSTER, F., FAST, I. et KUNZE, M. (2007). Ensemble climate simulations using a fully coupled ocean-troposphere-stratosphere general circulation model. *Philosophical Transactions of the Royal Society A : Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 365(1857):2089–2101.
- HVEDING, V. (1968). Digital simulation techniques in power system planning. *Economics of Planning*, 8(1):118–139.
- IACONA, E., TAINE, J. et TAMAIN, B. (2012). *Les enjeux de l'énergie, Après Fukushima*. Uni-VerSciences. Dunod, 2 édition.
- IPCC (2007a). Climate change 2007 : The physical basis. contribution of working group I to the fourth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Rapport technique.
- IPCC (2007b). Climate change 2007 : Synthesis report. contributions of work groups I, II and III to the fourth assessment report of the intergovernmental panel of climate change. Rapport technique.
- JAIN, S. et BHUNYA, P. (2008). Reliability, resilience and vulnerability of a multipurpose storage reservoir. <http://cat.inist.fr/?aModele=afficheN&cpsidt=20258509>.
- JAIN, S. K., GOEL, M. K. et AGARWAL, P. K. (1998). Reservoir operation studies of sabarmati system, india. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 124(1):31–37.
- JEULAND, M. (2010). Economic implications of climate change for infrastructure planning in transboundary water systems : An example from the blue Nile. *Water Resources Research*, 46.
- JINNO, K. (1995). Risk assessment of a water supply system during drought. *International Journal of Water Resources Development*, 11(2):185–204.
- KALNAY, E., KANAMITSU, M., KISTLER, R., COLLINS, W., DEAVEN, D., GANDIN, L., IREDELL, M., SAHA, S., WHITE, G., WOOLLEN, J., ZHU, Y., LEETMAA, A., REYNOLDS, R., CHELLIAH, M., EBISUZAKI, W., HIGGINS, W., JANOWIAK, J., MO, K. C., ROPELEWSKI, C., WANG, J., JENNE, R. et JOSEPH, D. (1996). The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 77(3):437–471.

- 
- KARL, T. R., MELILLO, J. M., PETERSON, T. C. et HASSOL, S. J. (2009). *Global Climate Change Impacts in the United States*. Cambridge University Press.
- KELMAN, J., STEDINGER, J. R., COOPER, L. A., HSU, E. et YUAN, S.-Q. (1990). Sampling stochastic dynamic programming applied to reservoir operation. *Water Resources Research*, 26(3):PP. 447–454.
- KIRK, D. E. (2004). *Optimal control theory : an introduction*. Courier Dover Publications.
- KJELDSSEN, T. et ROSBJERG, D. (2004). Choice of reliability, resilience and vulnerability estimators for risk assessments of water resources systems. *Hydrological Sciences Journal*, 5(49):755–767.
- KLEMEŠ, V. (1977). Discrete representation of storage for stochastic reservoir optimization. *Water Resources Research*, 13(1):149–158.
- KNOX, J. C. (2000). Sensitivity of modern and holocene floods to climate change. *Quaternary Science Reviews*, 19(1-5):439–457.
- KUNDZEWICZ (2009). Adaptation to floods and droughts in the baltic sea basin under climate change. *Boreal Environment research*, 14:193–203.
- KUNDZEWICZ, Z. W. et KINDLER, J. (1995). Multiple criteria for evaluation of reliability aspects of water resource systems. *IAHS Publications-Series of Proceedings and Reports-Intern Assoc Hydrological Sciences*, 231:217–224.
- LABADIE, J. (2004). Optimal operation of multireservoir systems : State-of-the-art review. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 130(2):93–111.
- LAFAYSSE, M. (2011). *Changement climatique et régime hydrologique d'un bassin alpin. Génération de scénarios sur la Haute-Durance, méthodologie d'évaluation et incertitudes associées*. Thèse, Université Toulouse III - Paul Sabatier.
- LAFAYSSE, M., HINGRAY, B., ETCHEVERS, P., MARTIN, E. et OBLÉD, C. (2011). Influence of spatial discretization, underground water storage and glacier melt on a physically-based hydrological model of the upper durance river basin. *Journal of Hydrology*, 403(1-2):116–129.
- LAFAYSSE, M., HINGRAY, B., TERRAY, L., GAILHARD, J. et MEZGHANI, A. (2013). Sources of uncertainties in future climate and hydrological projections : the alpine durance basin. *Water Resources Research*.
- LETTENMAIER, D. P., WOOD, A. W., PALMER, R. N., WOOD, E. F. et STAKHIV, E. Z. (1999). Water resources implications of global warming : A U.S. regional perspective. *Climatic Change*, 43(3):537–579.
- LEVEQUE, F. (2012). Entretien personnel.

- 
- LIVEZEY, R. E., VINNIKOV, K. Y., TIMOFEYEVA, M. M., TINKER, R. et van den DOOL, H. M. (2007). Estimation and extrapolation of climate normals and climatic trends. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 46(11):1759–1776.
- LOUCKS, D. P. (1997). Quantifying trends in system sustainability. *Hydrological Sciences Journal*, 42(4):513–530.
- MADANI, K. et LUND, J. (2010). Estimated impacts of climate warming on california’s high-elevation hydropower. *Climatic Change*, 102(3):521–538.
- MAHIOU, B., GIUGE, M., ROUX, D. et BALLAND, P. (2003). Le barrage de serre ponçon. retour d’expérience socio-économique de sa construction et évolution, de son exploitation multi-usages. EDF.
- MANOHA, B., HENDRICKX, F., DUPEYRAT, A., BERTIER, C. et PAREY, S. (2008). Impact des évolutions climatiques sur les activités d’EDF (projet impec)Climate change impact on the activities of electricité de france. *La Houille Blanche*, 1(2):55–60.
- MARNEZY, A. (2008). Les barrages alpins. de l’énergie hydraulique à la neige de culture. *Revue de géographie alpine. Journal of Alpine Research*, 1(96):92–102.
- MAY, W. (2008). Climatic changes associated with a global “2°C-stabilization” scenario simulated by the ECHAM5/MPI-OM coupled climate model. *Climate Dynamics*, 31(2):283–313.
- MAZOYER, M. et ROUDART, L. (1998). Histoire des agricultures du monde. du néolithique à la crise contemporaine. *Tiers-Monde*, 39(153):211–212.
- MCMAHON, T., ADELOYE, A. et ZHOU, S. (2006). Understanding performance measures of reservoirs. *Journal of Hydrology*, 324(1-4):359–382.
- MEIRE, P. (2008). *Integrated water management : practical experiences and case studies*. Numéro v. 80 de NATO science series. Springer, Dordrecht, The Netherlands.
- MEZGHANI, A. et HINGRAY, B. (2009). A combined downscaling-disaggregation weather generator for stochastic generation of multisite hourly weather variables over complex terrain : Development and multi-scale validation for the upper rhone river basin. *Journal of Hydrology*, 377(3–4):245–260.
- MIDDELKOOP, H., DAAMEN, K., GELLENS, D., GRABS, W., KWADIJK, J. C. J., LANG, H., PARMET, B., SCHÄDLER, B., SCHULLA, J. et WILKE, K. (2001). Impact of climate change on hydrological regimes and water resources management in the rhine basin. *Climatic Change*, 49(1):105–128.
- MIDEKSA, T. K. et KALLBEKKEN, S. (2010). The impact of climate change on the electricity market : A review. *Energy Policy*, 38(7):3579–3585.
- MILLER, K. A., RHODES, S. L. et MACDONNELL, L. J. (1997). Water allocation in a changing climate : institutions and adaptation. *Climatic Change*, 35(2):157–177.

- 
- MILLY, P. C. D., BETANCOURT, J., FALKENMARK, M., HIRSCH, R. M., KUNDZEWICZ, Z. W., LETTENMAIER, D. P. et STOUFFER, R. J. (2008). CLIMATE CHANGE : stationarity is dead : Whither water management ? *Science*, 319(5863):573–574.
- MINVILLE, M., BRISSETTE, F., KRAU, S. et LECONTE, R. (2009). Adaptation to climate change in the management of a canadian water-resources system exploited for hydropower. *Water Resources Management*, 23(14):2965–2986.
- MOATAR, F. et GAILHARD, J. (2006). Water temperature behaviour in the river loire since 1976 and 1881. *Comptes Rendus Geoscience*, 338(5):319–328.
- MORIN, G., FORTIN, J. P. et CHARBONNEAU, R. (1975). Utilisation du modèle hydrophysiographique CEQUEAU pour l'exploitation des réservoirs artificiels. In *International Symposium and workshops on the application of mathematical models in hydrology and water resources systems*, volume 115, page 176–184.
- MOY, W.-S., COHON, J. L. et REVELLE, C. S. (1986). A programming model for analysis of the reliability, resilience, and vulnerability of a water supply reservoir. *Water Resources Research*, 22(4):PP. 489–498.
- NAKICENOVIC, N., ALCAMO, J., DAVIS, G., de VRIES, B., FENHANN, J., GAFFIN, S., GREGORY, K., GRUBLER, A., JUNG, T. Y., KRAM, T., LA ROVERE, E. L., MICHAELIS, L., MORI, S., MORITA, T., PEPPER, W., PITCHER, H. M., PRICE, L., RIAHI, K., ROEHRL, A., ROGNER, H.-H., SANKOVSKI, A., SCHLESINGER, M., SHUKLA, P., SMITH, S. J., SWART, R., van ROOIJEN, S., VICTOR, N. et DADI, Z. (2001). *Special Report on Emissions Scenarios : a special report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- NOHARA, D., KITO, A., HOSAKA, M. et OKI, T. (2006). Impact of climate change on river discharge projected by multimodel ensemble. *Journal of Hydrometeorology*, 7(5):1076–1089.
- OBLED, C., BONTRON, G. et GARCON, R. (2002). Quantitative precipitation forecasts : A statistical adaptation of model outputs through an analogues sorting approach. *Atmospheric research*, 63(3-4):303–324.
- OLIVEIRA, R. et LOUCKS, D. P. (1997). Operating rules for multireservoir systems. *Water Resources Research*, 33(4):PP. 839–852.
- PARENT, E. (1991). *Élaboration des consignes de gestion des barrages-réservoirs*. Thèse de doctorat, Ecole Nationale des Ponts et Chaussées.
- PARENT, E., LEBDI, F. et HURAND, P. (1991). Gestion stratégique d'un système de ressources en eau : l'exemple du système NESTE = strategic operation of a water resource system : application to the NESTE water resource system. *Revue des sciences de l'eau*, 4(4):543–567.
- PARKPOOM, S., HARRISON, G. et BIALEK, J. (2004). Climate change impacts on electricity demand. In *Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004. 39th International*, volume 3, pages 1342–1346 vol. 2.



- 
- PAYNE, J. T., WOOD, A. W., HAMLET, A. F., PALMER, R. N. et LETTENMAIER, D. P. (2004). Mitigating the effects of climate change on the water resources of the columbia river basin. *Climatic Change*, 62(1-3):233–256.
- PERRY, A. et SMITH, K. (1996). Recreation and tourism. Climate change report, Department of the Environment, London.
- PRUDHOMME, C. (2003). Projet GIS durance - génération de chroniques de débit liquide. Communication interne EDF R&D, EDF R&D.
- RIO CARRILLO, A. M. et FREI, C. (2009). Water : A key resource in energy production. *Energy Policy*, 37(11):4303–4312.
- RIXEN, C., TEICH, M., LARDELLI, C., GALLATI, D., POHL, M., PÜTZ, M. et BEBI, P. (2011). Winter tourism and climate change in the alps : An assessment of resource consumption, snow reliability, and future snowmaking potential. *Mountain Research and Development*, 31(3):229–236.
- ROCHE, P.-A., MIQUEL, J. et GAUME, E. (2012). *Hydrologie quantitative*. Ingénierie et développement durable. Springer.
- ROGERS, P., BHATIA, R. et HUBER, A. (1998). *Water as a social and economic good : how to put the principle into practice*. Global Water Partnership/Swedish International Development Cooperation Agency.
- ROUX, D. (2003). Un exemple de gestion concertée en période de sécheresse - le bassin de la durance dans le sud-est de la france en 2002. In *20ème conférence régionale européenne de la Commission Internationale des Irrigations et du Drainage*, Montpellier.
- RTE (2011). Le bilan électrique français 2010. Rapport technique, Réseau de transport d'électricité.
- RTE (2012). Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en france, edition 2012. Rapport technique, Réseau de transport d'électricité.
- RUMMUKAINEN, M. (2010). State-of-the-art with regional climate models. *Wiley Interdisciplinary Reviews : Climate Change*, 1(1):82–96.
- SALAS-MELIA, D., CHAUVIN, F., DÉQUÉ, M., DOUVILLE, H., GUEREMY, J., MARQUET, P., PLANTON, S., ROYER, J. et TYTECA, S. (2005). Description and validation of the CNRM-CM3 global coupled model, CNRM working note 103. Rapport technique.
- SAMBARINO, P. et ROUX, D. (2008). Impact du changement climatique sur la gestion de l'eau et la production hydraulique. perception des acteurs du bassin aménagé de la durance. page 14, EDF R&D Clamart. Colloque Interne.
- SAPORTA, G. (2006). L'analyse en composante principale. In *Probabilités, analyse des données et statistique*, pages 155–188. Technip.

- 
- SAUQUET, E. (2009). Climat et aménagements de la garonne : Quelles incertitudes sur la ressource en 2030 ? Rapport de fin de projet, EDF, Cemagref, Agence de l'eau.
- SCHAEFLI, B., HINGRAY, B. et MUSY, A. (2007). Climate change and hydropower production in the swiss alps : quantification of potential impacts and related modelling uncertainties. *Hydrology and Earth System Sciences*, 11(3):1191–1205.
- SCHNEIDER, C., LAIZÉ, C. L. R., ACREMAN, M. C. et FLÖRKE, M. (2012). How will climate change modify river flow regimes in europe ? *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, 9(8):9193–9238.
- SCHNITZER, N. (1988). The evolution of embankment dams. *Water Power & Dams Handbook*, pages 27–35.
- SEIDOU, O., MARCHE, C., ROBERT, B. et ROUSSELLE, J. (2003). La gestion à risque contrôlé des réservoirs hydroélectriques. *Canadian Journal of Civil Engineering*, 30(6):1111–1122.
- SIMONOVIC, S. et AKTER, T. (2004). Modelling uncertainties in short-term reservoir operation using fuzzy sets and a genetic algorithm. *Hydrological Sciences Journal*, 49(6):1081–1097.
- STRAILE, D., JÖHNK, K. et ROSSKNECHT, H. (2003). Complex effects of winter warming on the physicochemical characteristics of a deep lake. *Limnology and oceanography*, 48(4):1432–1438.
- SUN, Q., GE, X., LIU, L., XU, X., ZHANG, Y., NIU, R. et ZENG, Y. (2011). Review of smart grid comprehensive assessment systems. In HUANG, Q. et KANG, J. Z., éditeurs : *Proceedings of International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (icsgce 2011)*, volume 12, Amsterdam. Elsevier Science Bv.
- TEYTAUD, O., AÏD, R., GRELLIER, V. et RENAUD, A. (2004). Application de l'apprentissage par renforcement à la gestion du risque. *Journal Electronique d'Intelligence Artificielle*, 6:1–23.
- TILMANT, A. et KELMAN, R. (2007). A stochastic approach to analyze trade-offs and risks associated with large-scale water resources systems. *Water Resources Research*, 43(6).
- TILMANT, A., PINTE, D. et GOOR, Q. (2008). Assessing marginal water values in multipurpose multireservoir systems via stochastic programming. *Water Resources Research*, 44(12).
- TOURASSE, P. (1991). Prévion et télésurveillance hydrométéorologique à EDF. *La Houille Blanche*, 46(2):149–154.
- TURGEON, A. (2005). Solving a stochastic reservoir management problem with multilag auto-correlated inflows. *Water Resources Research*, 41.
- TURGEON, A. (2007). Stochastic optimization of multireservoir operation : The optimal reservoir trajectory approach. *Water Resources Research*, 43:10 PP.
- TURRAL, H., BURKE, J. et FAURÈS, J.-M. (2011). Climate change, water and food security. Rapport technique, FAO, Fppd and Agriculture Organization of the United Nations.

- 
- VANRHEENEN, N. T., WOOD, A. W., PALMER, R. N. et LETTENMAIER, D. P. (2004). Potential implications of PCM climate change scenarios for sacramento-san joaquin river basin hydrology and water resources. *Climatic change*, 62(1-3):257–281.
- VEIJALAINEN, N., DUBROVIN, T., MARTTUNEN, M. et VEHVILÄINEN, B. (2010). Climate change impacts on water resources and lake regulation in the vuoksi watershed in finland. *Water Resources Management*, 24(13):3437–3459.
- VICUÑA, S., DRACUP, J. et DALE, L. (2011). Climate change impacts on two high-elevation hydropower systems in california. *Climatic Change*, 109(0):151–169.
- VICUÑA, S., DRACUP, J. A., LUND, J. R., DALE, L. L. et MAURER, E. P. (2010). Basin-scale water system operations with uncertain future climate conditions : Methodology and case studies. *Water Resources Research*, 46(4).
- VICUÑA, S., LEONARDSON, R., HANEMANN, M. W., DALE, L. L. et DRACUP, J. A. (2008). Climate change impacts on high elevation hydropower generation in california’s sierra nevada : a case study in the upper american river. *Climatic Change*, 87(S1):123–137.
- VIDAL, J.-P., MARTIN, E., FRANCHISTÉGUY, L., BAILLON, M. et SOUBEYROUX, J.-M. (2010). A 50-year high-resolution atmospheric reanalysis over france with the safran system. *International Journal of Climatology*, 30(11):1627–1644.
- VIVIROLI, D., ARCHER, D. R., BUYTAERT, W., FOWLER, H. J., GREENWOOD, G. B., HAMLET, A. F., HUANG, Y., KOBOLTSCHNIG, G., LITAOR, M. I., LÓPEZ-MORENO, J. I., LORENTZ, S., SCHÄDLER, B., SCHREIER, H., SCHWAIGER, K., VUILLE, M. et WOODS, R. (2011). Climate change and mountain water resources : overview and recommendations for research, management and policy. *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 15(2):471–504.
- VIVIROLI, D. et WEINGARTNER, R. (2004). The hydrological significance of mountains : from regional to global scale. *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 8(6):1017–1030.
- VLIET, M. T. H. v., YEARSLEY, J. R., LUDWIG, F., VÖGELE, S., LETTENMAIER, D. P. et KABAT, P. (2012). Vulnerability of US and european electricity supply to climate change. *Nature Climate Change*.
- VOGEL, R. M. et STEDINGER, J. R. (1988). The value of stochastic streamflow models in overyear reservoir design applications. *Water Resources Research*, 24(9):1483–1490.
- VÖRÖSMARTY, C. J., GREEN, P., SALISBURY, J. et LAMMERS, R. B. (2000). Global water resources : Vulnerability from climate change and population growth. *Science*, 289(5477):284–288.
- WARD, F. A., ROACH, B. A. et HENDERSON, J. E. (1996). The economic value of water in recreation : Evidence from the california drought. *Water Resources Research*, 32(4):1075–1081.

- 
- WESTAWAY, R. (2000). Modelling the potential effects of climate change on the grande dixence hydro-electricity scheme, switzerland. *Water and Environment Journal*, 14(3):179–185.
- WHITEHEAD, P. G., WILBY, R. L., BATTARBEE, R. W., KERNAN, M. et WADE, A. J. (2009). A review of the potential impacts of climate change on surface water quality. *Hydrological Sciences Journal*, 54(1):101–123.
- WMO (2007). The role of climatological normals in a changing climate. Rapport technique 61, World Meteorological Organization.
- WOLFGANG, O., HAUGSTAD, A., MO, B., GJELSVIK, A., WANGENSTEEN, I. et DOORMAN, G. (2009). Hydro reservoir handling in norway before and after deregulation. *Energy*, 34(10): 1642–1651.
- WURBS, R. A. (1993). Reservoir-system simulation and optimization models. *Journal of water resources planning and management*, 119(4):455–472.
- XU, C.-y. (1999). Climate change and hydrologic models : A review of existing gaps and recent research developments. *Water Resources Management*, 13(5):369–382.
- YAKOWITZ, S. (1982). Dynamic programming applications in water resources. *Water Resources Research*, 18(4):673–696.
- YAO, H. et GEORGAKAKOS, A. (2001). Assessment of folsom lake response to historical and potential future climate scenarios : 2. reservoir management. *Journal of Hydrology*, 249(1-4):176–196.
- YEH, W. W.-G. (1985). Reservoir management and operations models : A state-of-the-art review. *Water Resources Research*, 21(12):1797–1818.
- YIP, S., FERRO, C. A. T., STEPHENSON, D. B. et HAWKINS, E. (2011). A simple, coherent framework for partitioning uncertainty in climate predictions. *Journal of Climate*, 24(17): 4634–4643.



# Annexe A

## Annexes

### A.1. ARTICLE SOUMIS À *Water Resources Research*

## Climatological signature of storage water value for global change impact studies

**Baptiste François<sup>1</sup>, Benoit Hingray<sup>2</sup>, Frédéric Hendrickx<sup>3</sup> et Jean-Dominique Creutin<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> CNRS, LTHE, 1025 rue de la piscine, F-38400 Saint Martin d'Hères, France ([baptiste.francois@ujf-grenoble.fr](mailto:baptiste.francois@ujf-grenoble.fr))

<sup>2</sup> CNRS, LTHE, 1025 rue de la piscine, F-38400 Saint Martin d'Hères, France ([benoit.hingray@ujf-grenoble.fr](mailto:benoit.hingray@ujf-grenoble.fr))

<sup>3</sup> EDF, R&D, 6 quai Watier, F-78041 Chatou Cedex, France ([frederic.hendrickx@edf.fr](mailto:frederic.hendrickx@edf.fr))

<sup>4</sup> CNRS, LTHE, 1025 rue de la piscine, F-38400 Saint Martin d'Hères, France ([jean-dominique.Creutin@ujf-grenoble.fr](mailto:jean-dominique.Creutin@ujf-grenoble.fr))

### **Abstract**

Deterministic dynamic programming can be used to retrospectively identify optimal management operations of water storage reservoirs that could have been achieved for a given time period in an ideal configuration where future inflows and demand are perfectly known. A by-product of dynamic programming is the estimation of the storage water value (SWV). This corresponds to the marginal value of the future benefits that would be obtained from more water in the reservoirs and therefore determines the optimal operating strategy for the reservoir. SWV depends on the reservoir level and shows seasonal as well as inter-annual variations. It reflects the adequacy between inflows and demand in terms of both total amounts and timing within the period.

The SWV approach is applied to a simplified water resource system in a mountainous region to better understand the optimal operating strategy and the underlying adequacy between water resources and uses. The SWV is then used to characterize how and why the adequacy and optimal strategy could change for the system if the climate and/or demand change. The sensitivity of SWV to changes in mean regional temperature (increase) and/or precipitation (decrease) is analyzed. The influence of the nature of water demand on the SWV is also described (energy production or minimum lake level maintenance).

In the studied case, the adequacy between water resources and demand can either increase or decrease depending on the future scenario considered. In all cases, the seasonality of SWV is expected to change implying for example that earlier water storage is required to efficiently satisfy summer water demand.

**Keywords:** Dynamic programming, Climate change, Value of storage water, Reservoir, Hydroelectricity, Strategy

### **1 Introduction**

Water resources are controlled and regulated around the world to provide a number of goods and services such as hydroelectricity, irrigation and mitigation of drought and flood related risks [Labadie, 2004]. Their management requires allocation rules that take into account conflicting objectives such as economic performance, equity and integrity of ecosystems. In the past, these rules were often determined empirically over time on the basis of economic and political considerations (e.g. Westaway [2000]). Recent decades have brought about more sophisticated optimization techniques designed to maximize the net benefits from all related goods and services according to the current status of the water system [Harou *et al.*, 2009]. Allocation rules are usually optimized or based on the hydro-socio-economical context of past decades. They must therefore be adapted if economic or resource use conditions are modified [Payne *et al.*, 2004; Madani and Lund, 2010; Vicuna *et al.*, 2010]. For instance, the interest of producing hydroelectricity is expected to increase in the future, due to the projected increases

in production costs of fossil energy sources and the value of carbon offsets [Jeuland, 2010]. The concern for preserving or restoring acceptable hydrological conditions for water ecosystems or recreational activities is also increasing worldwide [Loomis, 2000]. Changes in meteorological forcing at regional scale, especially in relation to temperature and precipitation, are also expected to influence the balance between water resources and uses [Riebsame, 1988; Vicuna et al., 2008].

We will focus here on the possible effects of climate change on the value of water stored in a reservoir in a mountainous region. Thanks to high elevation and high precipitation related to orographic effects, mountain catchments present a huge potential for hydroelectric production. However, in high elevation catchments, spatial and temporal variations of the snowpack make the hydrological regimes of rivers highly seasonal with respectively low and high flows in the snow-accumulation and snowmelt seasons. In addition, the demand for hydroelectricity is also highly seasonal, driven in such regions by consumption peaks that mainly occur during winter (e.g. Schaepli et al. [2007]). Reservoirs in mountainous regions were historically managed on the basis of the joint analysis of inflows from past hydrological regimes and the seasonality of electricity demand, the main economic interest being to store water in spring when hydrological inflows are high and use it in winter when electricity demand is high. To achieve this, daily reservoir operations can be simply determined by rule curves based on historical inflow data from past decades and designed to fill the reservoir before the arrival of winter low flows and the high demand season (around late autumn) [Marnezy, 2008].

Over recent decades, many mountain reservoirs have been assigned additional management objectives related to maintaining low flows as well as irrigation and drinking water supply. Suitable management rules for such systems can be determined using optimization techniques coupling decisions in time like stochastic dynamic programming (SDP) [Labadie, 2004]. With SDP, a system management strategy is first determined so as to maximize, over a given reference period in the past, the expected value of a given benefit function balancing different economic objectives. The optimization is carried out in a configuration where future inflows and uses are only partially known or even totally unknown. The resulting strategy, that can be time invariant if the future is totally unknown, is then used for day-to-day system operation [Wolfgang et al., 2009].

For prospective or retrospective analyses, optimal system operations can be determined for an ideal configuration where the future resources and demand are perfectly known. Deterministic Dynamic Programming (DDP) is used in this case [Yakowitz, 1982]. A first output of DDP is the day-to-day optimal operating strategy that maximizes the chosen benefit function over the whole period. This optimal operating strategy and the resulting day-to-day operations obtained in the next simulation stage are optimal with respect to the a priori known time series of water inflow and demands for the period.

In either DDP or SDP, the operating strategy or policy obtained in the first optimization stage can be described by the marginal Storage Water Value (SWV) for different reservoir levels. For DDP, the SWV represents the future benefit that would be obtained at any given time from an additional unit of water volume stored in the reservoir. It is basically governed by two terms: i) the priority levels assigned to each management objective (defined by the weights and economical values assigned to the different uses) and ii) the adequacy between water resources and uses both in terms of total amounts and timing. The variations of SWV with time for different reservoir levels are a useful indicator of the temporal goodness of fit between the resource and the demand. This indicator highlights the role played by reservoirs in redistributing water throughout the year or even from one year to another and can be used to index water scarcity.



The present study looks at how the temporal pattern of SWV estimated with DDP can be modified by changes in climate or demand. Climate change influences the seasonality of the hydrological regimes of rivers in mountainous regions. Warmer temperatures will reduce the snow/rainfall ratio and shorten the snow accumulation period, reducing the spring snowmelt flood and shifting it two weeks to one month earlier in the year [Horton *et al.*, 2006]. At the same time, warmer temperatures are expected to modify the seasonal pattern of electricity demand with lower consumption for heating during winter and greater needs for cooling during summer [Alcamo *et al.*, 2007]. The temporal fit between inflow and demand is thus expected to drastically change with respect to present and past conditions which will in turn significantly influence the mean and seasonal pattern of SWV.

The variations of SWV with time are simulated here for a simplified water resource system. A single storage reservoir located in a catchment of the southern French Alps is considered under the present climate and a suite of future climate scenarios. SWV sensitivity to the intensity of mean regional temperature increase and/or precipitation decrease is analyzed. The influence of the nature of water demand on the SWV is explored (energy production and/or water level maintenance).

The paper is organized as follows. Section 2 briefly describes the basic principles of the deterministic dynamic programming theory used to identify the optimal operating strategy for a multipurpose reservoir system and estimate the corresponding marginal values of water storage. Section 3 presents the simplified water resource system, the data and the simulation models considered in this application to the Upper Durance Basin (France). It also describes the future climate scenarios considered in the work. SWV climatological signatures obtained for the present and future climate contexts are presented and discussed in Sections 4 and 5. Section 6 presents the conclusions.

## 2 Methods

### 2.1. Optimization of multipurpose reservoir operations

Multipurpose reservoir systems are operated over a planning horizon  $[t_0-t_N]$  divided into  $N$  time steps of duration  $\Delta t$  denoted as  $t_i$  or simply indexed by  $i$ . To optimize a sequence of operation decisions  $u_{t_i}$ , we maximize a given performance measure  $J$  using:

$$J = \sum_{t_i=t_0}^{t_N} g(s_{t_i}, u_{t_i}, t_i) + h(s_{t_N}) \quad [1]$$

where  $s_{t_i}$  is the state vector describing the system at the beginning of the period  $[t_i, t_i + \Delta t]$ ,  $u_{t_i}$  a vector of operation decisions during the period  $[t_i, t_i + \Delta t]$ ,  $g$  the current benefit resulting from operations  $u_{t_i}$  at state  $s_{t_i}$  and  $h(s_{t_N})$  is a boundary condition that describes the value of water stored in the reservoir for the final system state  $s_{t_N}$ .

In a classical reservoir optimization problem, the state vector is defined by the storage level in the reservoir. The current benefit function is a weighted sum of i) the benefits for the current production of different services and goods and ii) the costs of current system failures resulting from the non-satisfaction of operating constraints related in downstream water demand targets or to other objectives assigned to the water system. This function reads:

$$g(s_{t_i}, u_{t_i}, t_i) = \sum_j c_j \cdot g_j(s_{t_i}, u_{t_i}, t_i) \quad [2]$$

where  $g_j$  is either the monetary benefits of services and goods or the monetary costs of failures resulting from operation  $u_{t_i}$  at state  $s_{t_i}$  during  $[t_i, t_i + \Delta t]$  and  $c_j$  is a weighting constant defined according to the priority level assigned to use  $j$ . Examples of services and goods are those obtained from hydroelectric production or from tourism when the reservoir is used for recreational activities such as water sports or fishing. Examples of failures are when downstream water demand for irrigation or drinking water cannot be supplied or when the minimum environmental flow cannot be provided in downstream rivers.

## 2.2. Deterministic Dynamic Programming

Dynamic programming is an optimization method developed by *Masse* [1946] and *Bellman*, [1957] for multistage dynamic decision processes. *Yakowitz* [1982] proposed a comprehensive review of dynamic programming applications in the context of water resource system optimization.

In Deterministic Dynamic Programming (DDP), the optimal operation decisions at a current time step  $t_i$  are identified in order to maximize the sum of the current benefits, i.e. the benefits that would result from an immediate use of water (including costs of failures) and the future benefits, i.e. the benefits that will result from release operations over the future planning horizon  $[t_{i+1}, t_N]$ .

An immediate use of stored water reduces the availability of stored water for future use. The current benefits must therefore be balanced against losses in future benefits. To identify optimal operations for the current time step, it is thus necessary to first estimate the marginal value of conserving more water in the reservoir from the current time step to the next. This estimation is made thanks to a preliminary optimization stage in which the future benefits are estimated for different reservoir storage levels.

The future benefit  $F_{t_i}$  that would be obtained over  $[t_{i+1}, t_N]$  from a hypothetical reservoir level  $s_{t_i}$  at time  $t_i$  is often referred to as the Bellman Value for this storage/time configuration. It is obtained from a backward recursive calculation from the future benefits estimated for time  $t_{i+1}$ :

$$F_{t_i}(s_{t_i}) = \max_{u_{t_i}} \{g(u_{t_i}, s_{t_i}, t_i) + F_{t_{i+1}}(s_{t_{i+1}})\} \quad [3]$$

where the different terms are subject to upper and lower bounds and mass conservation constraints. The state and decision variables are such that:

$$s_{min} \leq s_{t_i} \leq s_{max} \quad [4]$$

and

$$u_{min} \leq u_{t_i} \leq u_{max} \quad [5]$$

where  $s_{min}$  and  $s_{max}$  are minimum and maximum bounds for water storage volumes in the reservoir and  $u_{min}$  and  $u_{max}$  the minimum and maximum bounds for release discharges. The mass conservation equation is:

$$s_{t_{i+1}} = s_{t_i} + q_{t_i} - u_{t_i} - o_{t_i} \quad [6]$$

where  $q_{t_i}$  is the inflow to the reservoir during the period  $[t_i, t_i + \Delta t]$ ,  $o_{t_i}$  the losses (evaporation above the reservoir, controlled and uncontrolled withdrawals from the reservoir for irrigation, drinking water and other uses).

A discrete approach can be used to estimate the function  $F$  when the dimension of the problem is quite small [Yakowitz, 1982]. The final result is a table that gives the future benefits for different water levels and each time step of the planning period. For storage levels in-between the a priori selected states,  $F$  can be obtained *via* interpolation. In our case,  $F$  is estimated at a daily time step at 51 storage levels uniformly distributed between the minimum and maximum storage bounds  $s_{min}$  and  $s_{max}$ . A cubic spline interpolation method is used when needed [Foufoula-Georgiou and Kitanidis, 1988]).

Values of  $F_{t_N}$  are required for  $F$  at the final time of the planning horizon  $t_N$ . They could have a critical influence on  $F$  values. Different methods were proposed to avoid the use of boundary conditions in a deterministic approach (e.g. Vicuna *et al.*, [2008]). In the present study, end values are estimated as proposed by Wolfgang *et al.* [2009] based on the assumption that all years after the end of the planning horizon are identical to the final year. In practice, the duration of the planning horizon is artificially increased with several duplications of the final year so that the storage water values at  $t_N$  are no longer influenced by the boundary conditions.

### 2.3. Storage water value

The derivative of the future benefits function  $F$  for a given storage level  $s$  in the reservoir gives the future benefits for a future use of one additional unit of water stored at this storage level [7]. It corresponds to the marginal value of storage water for this storage level  $s$  and time  $t$ .

$$V_t(s) = \frac{\partial F_t(s)}{\partial s} \quad [7]$$

As shown in equation [7] and discussed below, the marginal value of storage water  $V$  is time and storage level dependent.

The above mentioned optimization stage provides the future benefit  $F$  for all storage levels  $s$  of the state-time table. This table can be used to derive the storage water values  $V$  for the same state-time grid. In a discrete approach, the derivatives are calculated with finite differences from future benefits of neighboring water level states in the table.

In the following, the marginal value of storage water  $V$  will be referred to as storage water value (SWV). SWV is expressed in value units per cubic meter and is denoted as  $\text{SWV m}^{-3}$ .

SWV vs. time curves will be plotted for different water levels in the reservoir. Note that these curves do not correspond to a trajectory of optimal operational decisions. At any point in time, they simply describe the unique strategy corresponding to optimal management of the system for a given water level taking into account a given benefit function and a given known future

evolution of both water needs and inflows over the considered period. They provide a useful signature to analyze the relationship between climate and uses for the current context and also for any modified context, should this context change.

Note finally that, as previously mentioned, the SWVs are classically used in a second optimization stage to identify the optimal operation decision for the current time  $t_i$ , given the water level in the reservoir  $s_{t_i}$ . This operation maximizes the following equation:

$$\max_{u_{t_i}} [g(u_{t_i}, s_{t_i}, t_i) + (s_{t_{i+1}} - s_{t_i}) \cdot V_{t_{i+1}}(s_{t_{i+1}})] \quad [8]$$

The forward iterative optimization of equation [8] can therefore give the optimal sequence of operations and future reservoir water levels for the entire simulation horizon  $[t_0, t_N]$ . This simulation method is usually referred to as the water value method (e.g. *Hveding*, [1968]). It can also be applied for SDP (e.g. *Wolfgang et al.* [2009]). It simultaneously produces the evolution of the shadow price of storage water (corresponding for each time step to the SWV obtained for the current state of the system, [*Pritchard et al.*, 2004; *Tilmant et al.*, 2008]) or the evolution of different system outputs such as benefits and/or penalties for goods and services.

### 3 Case study and data

#### 3.1. Catchment characteristics and hydro-climatic context

The Upper Durance River (UDR) basin is a meso-scale basin (3580 km<sup>2</sup>) located in the southern French Alps. Its outlet is Serre-Ponçon Lake, a storage reservoir that is part of a complex hydroelectric system operated by Electricité de France (EDF). It also plays a key role in the supply of water to the Provence region (south-eastern France). Lake operations are optimized by dynamic programming to take into account objectives and constraints related to hydroelectric production, irrigation, drinking water supply, recreational activities and preservation of downstream ecological integrity.

Contrary to most French mountain basins of this size, UDR discharges are almost natural. Climate is much drier than in the northern French Alps [*Durand et al.*, 2009] due to the Mediterranean influence and to protection from oceanic disturbances provided by the high Ecrins Mountains. With elevations ranging from 700 to 4100 meters, the catchment presents highly seasonal flows due to snow accumulation and melt. Winter low flows can last 3 months or more. Late summer and fall maximum discharges also present a number of marked recession sequences. They can last several weeks after the end of the snow-covered period for years with negligible precipitation during these seasons. Major floods can also be observed in fall with intense liquid precipitation events [*Lafayssse et al.*, 2011].

#### 3.2. Model implementation

We consider a simplified water resource system inspired by the Upper Durance Water System (UDWS, lake + upstream catchment). There is not enough data available to represent all the constraints and objectives applying to the real resource management system. A simplified water management system was therefore considered with two basics uses: hydroelectric production (HEP) and/or maintenance of a minimum water level in the lake during the summer season (Lake Level Maintenance denoted as LLM). The SWV sensitivity analysis for the UDWS assumes a storage capacity of the lake  $s_{max}$  equal to the mean annual outflow

(3500Mm<sup>3</sup>) from its upstream catchment (surface area adapted to 5000km<sup>2</sup>) under present climate conditions.

The current benefit function used in equation [1] for system optimization is the sum of possible benefits from HEP as defined by equation [9] and benefits from LLM during a summer season as defined by equation [10]:

$$g_{HE}(u_{t_i}, s_{t_i}, t) = HEPI_{t_i} * u_{t_i} * r(s_{t_i}) \quad [9]$$

where  $u_{t_i}$  in m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup> is the discharge released from the lake for HEP, HEPI is the daily interest of HEP in value units kWh<sup>-1</sup> (see section 3.4) and  $r$  the generating efficiency in kWh m<sup>-3</sup> s<sup>-1</sup> that depends on the water head in the reservoir.

$$\begin{cases} g_{LLM}(s_{t_i}, t_i) = K \left[ 1 - b \{ \max(s^* - s_{t_i}, 0) \}^2 \right] & \text{if } t \in \text{summer season} \\ g_{LLM}(s_{t_i}, t_i) = 0 & \text{if not} \end{cases} \quad [10]$$

In this equation,  $K$  is the maximal value of daily benefits (value units) that can be obtained during the summer period. It is achieved as soon as the water storage in the lake is greater than or equal to  $s^*$  ( $s^* = 3000\text{Mm}^3$ ). Below  $s^*$ , recreational activities are expected to be reduced. The corresponding decrease in LLM benefits is assumed to be a quadratic function of the difference between the water level and  $s^*$ . In equation [2], the values of the weighting parameters  $c_j$ , subsequently referred to respectively as  $c_{HE}$  and  $c_{LLM}$  for HEP and LLM objectives, will be set either to 1 when the objective is accounted for or to 0 when it not.

In the water balance of the lake, the only water input and output discharges are respectively the inflow from the upstream UDR basin and the optimized water release. Direct precipitation to the lake as well as evaporation from the lake is assumed negligible due to the limited surface area of the reservoir.

The current benefit functions presented in equations [9] and [10] are not used for the operational management of the reservoir. The reason is that in France, hydroelectric production is used to replace more expensive power generation facilities and the objective for HEP is to minimize the expected sum of other energy production costs for France as a whole. In this study, we consider a simplified system where HEPI, the daily interest of HEP, is estimated on the basis of a daily temperature index (see section 3.4) and where the benefits have to be optimized for the system independently from other cost considerations (in accordance with *Paiva et al.* [2010]). On the other hand, summer LLM is currently a priority objective: an empirical rule is used for reservoir operations (applied mostly in the spring season) and HEP optimization roughly applies for water inflows which are not needed to satisfy the LLM objective.

The expected increase of future energy costs will increase the interest of HEP and, as a consequence, benefits from recreational activities are expected to be balanced on the midterm with respect to benefits from HEP (or with respect to the reduction of other production costs allowed by HEP). In this study, a benefit function (equation [10]) was therefore used for LLM instead of a rule curve. This provides a rough estimate of the marginal value of storage water to satisfy the LLM objective. Recreational benefits are expressed as a function of water storage in the reservoir, similarly to *Ward et al.* [1996]. A more precise formulation was not

possible in the present case due to lack of appropriate data in the region. The value for  $K$  in equation [10] was chosen so that in the case of a single-objective configuration, the maximum benefits that could be respectively obtained from either recreational activities or HEP are of same order of magnitude. This made it possible to analyze a double-objective configuration with two objectives of equivalent value, a situation that could occur in the future.

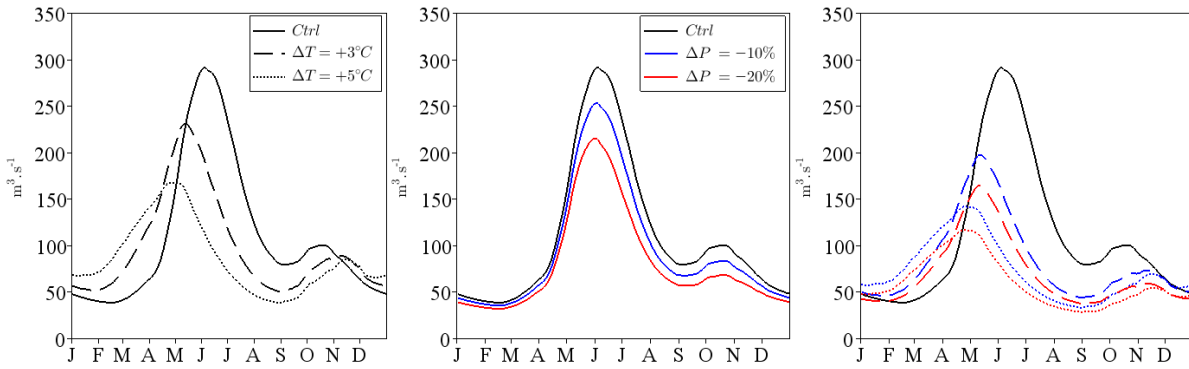
The UDR inflows are modeled with CEQUEAU [Morin *et al.*, 1975], a semi-distributed hydrological model already applied by EDF for previous climate change impact studies for different mesoscale French basins [Hendrickx, 2001; Manoha *et al.*, 2008]. Snow accumulation and melt, effective rainfall, infiltration and evapotranspiration fluxes are estimated for each of the 99 hydrological units of the basin from daily series of mean areal precipitation and surface air temperature. Discharges produced by all hydrological units are routed through the river network to produce the total water inflow into the lake. The CEQUEAU model of UDR was calibrated and validated with a split sample test procedure on the 1959-2005 period [Bourqui *et al.*, 2011].

### 3.3. Climate scenarios

The observed precipitation and temperature data for the 1960-2001 control period are obtained from the daily meteorological reanalyses developed by Gottardi *et al.* [2012] for French mountainous regions. The reference discharges to the lake for the control period are those obtained from CEQUEAU simulations.

Simple climate change scenarios were constructed and used first in a sensitivity analysis that shows how precipitation and temperature changes impact SWV and in turn the match between water resources and uses. The local-scale time series of temperature and precipitation for the future climate period 2070-2099 are obtained by perturbing the observed time series of the control period [Hingray *et al.*, 2007]. Six synthetic regional climate change scenarios are defined as absolute changes of the mean annual temperature and as relative changes of the mean annual precipitation. The magnitude of changes is derived from a suite of climate modeling experiments conducted in the EU PRUDENCE project [Christensen, 2004] for SRES scenario A2 [Nakicenovic *et al.*, 2000]. It roughly corresponds to the 50% and 90% percentiles of changes estimated by the climate model experiments, representing respectively a 10% and 20% decrease in precipitation and a 3°C and 5°C increase in temperature.

Future hydrological regimes obtained from CEQUEAU simulations for these scenarios are presented in Figure 1. A temperature increase leads to reduced snow accumulation in winter and an earlier melting season. This in turn induces a higher winter low flow and a lower snowmelt flood peak (Figure 1 left). The snowmelt flood peak shifts by one month for the highest warming scenario (+5°C). Besides this change in flow seasonality, an increase in temperature also leads to a slight reduction of the mean annual inflow to the lake due to increased evapotranspiration losses in summer (up to 22% for the +5°C scenario). Without temperature change, precipitation change scenarios modify the magnitude of the hydrological cycle (Figure 1, middle). The mean inter-annual daily discharges decrease with the mean inter-annual precipitation, except for the winter period during which flows are mainly sustained by deep underground storage. The large decrease of the snowmelt flood peak is the result of a smaller snowpack extent and thickness, induced by lower winter to spring precipitation.



**Figure 1. Mean inter-annual cycles of daily inflow to the reservoir for control data (black curve in all graphics, period 1960-2001) and future meteorological scenarios (period 2070-2099). Left: Changes in mean annual temperature only. Middle: Changes in mean annual precipitation only. Right: Changes in both annual precipitation and temperature.**

Scenarios with both precipitation and temperature changes lead to a modification of the hydrological regime that combines in a non-linear manner the modifications resulting from either temperature or precipitation change considered separately.

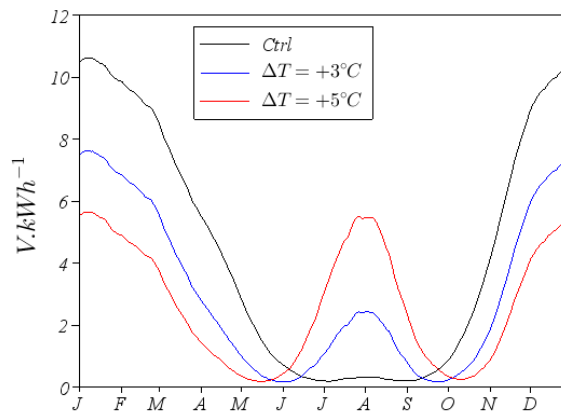
### 3.4. Economic interest of hydroelectric production

The price of hydroelectricity and its fluctuations with time are difficult to simulate because of the complex interaction with other energy production means and the high variability of the energy market. It results from versatile spot markets and management strategies of a large panel of stakeholders and operators. A detailed representation of electricity prices was outside the scope of this work. However, electricity prices in France tend to be higher for periods of high electricity consumption. Moreover, electricity consumption tends to be higher in the cold season and daily time variations of consumption are highly correlated with the daily time variations of regional temperatures below an approximate heating threshold of  $15^{\circ}\text{C}$  ( $T_{\text{heat}}$ ). As a result, a robust index for possible daily benefits from HEP, termed HEPI, can be based on daily regional temperatures. HEPI has already been used in a previous climate change impact study by EDF [Paiva *et al.*, 2010]. In a future climate with much higher temperatures in summer, an additional demand for hydroelectric production is expected for cooling purposes in this season. The daily interest of HEP expected in the future during the hot period is here similarly assumed to depend on regional temperatures above a cooling threshold of  $25^{\circ}\text{C}$  ( $T_{\text{cool}}$ ) (similarly to Buzoianu *et al.* [2005]). In the following, the daily HEPI is defined as a piece-wise linear function of daily temperature, as defined by equation [11].

$$\begin{cases} HEPI_{t_i} = HEPI_0 + HEPI_h \cdot (T_{\text{heat}} - T_{t_i}) & \text{if } T_{t_i} < T_{\text{heat}} \\ HEPI_{t_i} = HEPI_0 & \text{if } T_{\text{heat}} < T_{t_i} < T_{\text{cool}} \\ HEPI_{t_i} = HEPI_0 + HEPI_c \cdot (T_{t_i} - T_{\text{cool}}) & \text{if } T_{t_i} > T_{\text{cool}} \end{cases} \quad [11]$$

Where  $HEPI_0$  is HEPI when temperature is in-between the cooling and heating temperature thresholds,  $HEPI_h$  and  $HEPI_c$  are respectively the additional HEPI for each additional heating and cooling degree day. HEPI is expressed in value units per kWh. This will be noted  $V \text{ kWh}^{-1}$  hereafter.  $HEPI_0$  and  $HEPI_t$  were set to unity in accordance with Paiva *et al.* [2010]. An arbitrarily higher value was set for  $HEPI_c$  ( $HEPI_c = 2.5 V \text{ kWh}^{-1}$ ).

Time series of daily HEPI were obtained for each scenario of daily temperatures. The corresponding mean inter-annual values of daily HEPI are presented in Figure 2.



**Figure 2.** Mean inter-annual cycles of interest of hydroelectric production (HEPI) for the control period and different future scenarios of annual temperature increase.

## 4 Sensitivity of SWV temporal variations to water use

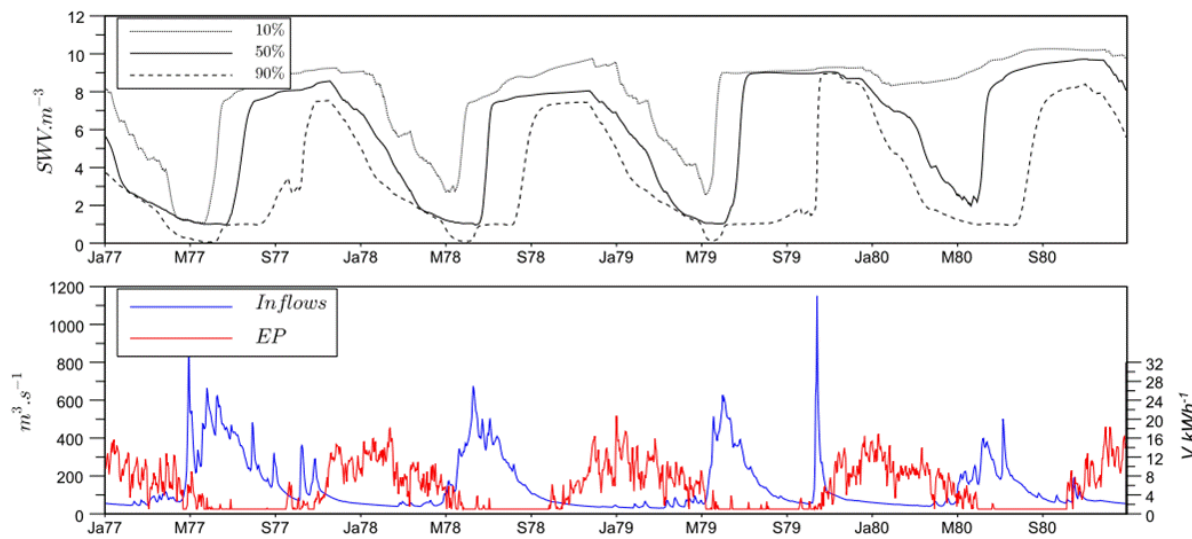
We here discuss how the SWV varies with time and how its seasonal variations are related to the temporal variations of both the operating objectives and the amount of water available from the upstream catchment. We first consider two single-objective configurations, i.e. Hydroelectric Production and Lake Level Maintenance during the summer season. We will subsequently consider both objectives simultaneously.

### 4.1. Hydroelectric production (HEP)

A single-objective configuration, the optimization of HEP, is considered in this section (i.e.  $C_{HE}=1$  and  $C_{LLM}=0$  in equation [2]). For this configuration, the efficiency of the hydroelectric production system is an increasing function of water head in the reservoir. If HEPI were constant throughout the year, the best operating strategy would be to maintain the water level at its highest possible value throughout the year, which may be lower than the full reservoir level to avoid future spillage (see for example *Turgeon* [2007]). Except before large inflow periods such as the snowmelt season, this strategy would lead to high SWV for most reservoir levels, especially the lowest ones. In the studied configuration, this operating strategy is of course modulated by the high seasonality of HEPI, SWV being higher during periods which precede periods of highest HEPI.

Figure 3 presents the variation of HEPI and water inflow to the lake with time over a four-year period (1<sup>st</sup> January 1977 to 1<sup>st</sup> January 1981). The corresponding variation of SWV with time is also given for different reservoir levels (corresponding to 10%, 50% and 90% of storage capacity).





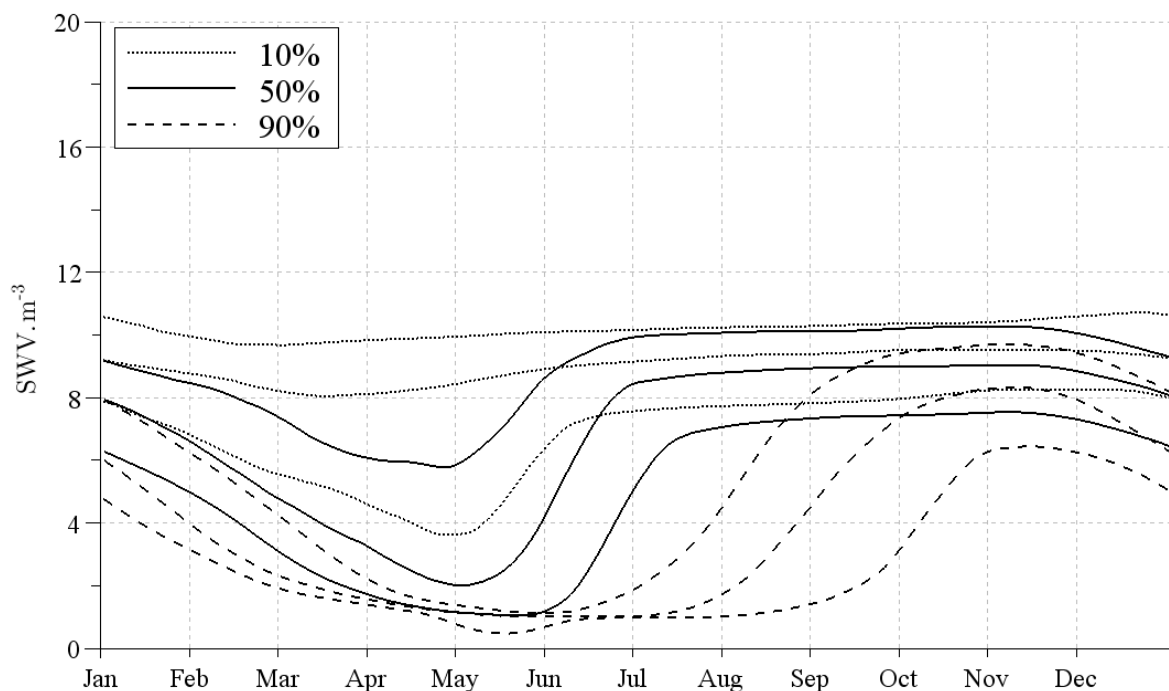
**Figure 3.** Variations of SWV and inflows from January 1977 to January 1981 for the meteorological control scenario (Ja: January, M: May, S: September). Top: Storage water value (SWV) for different reservoir storage levels corresponding to 10, 50 and 90% of the reservoir storage capacity. Bottom: Water inflow to the lake (blue curve) and interest of hydroelectric production (HEPI, red curve).

At a given time  $t_i$  of the optimization period, SWV decreases with increasing storage level in the lake. The higher the current storage level, the more water is available for the future. Surplus storage water will be turbed during periods with lower HEPI or if necessary spilled. The interest of additional storage water is thus lower, leading in turn to lower SWV. If the storage level is high (e.g. 90% storage level, dashed lines), SWV is therefore low to very low except in the case of an imminent period with very high HEPI that would justify storing more water (e.g. during winter period). If the reservoir storage level is low (e.g. 10% storage level, dotted lines), SWV is high to very high (up to 10 value units) except during periods with high HEPI and high future inflows (e.g. spring period). The priority for low storage levels when SWV is high is to increase water head and increase storage for future use.

For any given storage level  $s$ , SWV varies with time reflecting the role of the reservoir in adjusting the adequacy between the future HEPI and the future availability of water from upstream catchments. Future resource abundance (respectively scarcity) with respect to future HEPI decreases (respectively increases) the value of more storage water (see for example May 1977 and respectively September 1977). As periods of high HEPI alternate with periods of high inflow discharges (Figure 3-bottom), SWV presents high seasonal variations for all reservoir levels. Maxima are observed during the first months of the cold season (DJF) followed by minima during the spring months. During the winter and early spring transition period, the interest of more storage water decreases as a result of the concomitant decrease of HEPI in the late winter period and the rapid increase of snowmelt inflow during the spring period. The increase of SWV observed afterwards is more abrupt. It begins as soon as spillage is no longer required for the known future inflows. For the year 1979, this increase can be seen for example in June for a storage level of 50% but in September for a storage level of 90% due to a large flood event that occurred in fall of this year. The best operation strategy is once again to increase water head and water storage for the following winter.

In addition to marked seasonality, SWV shows year-to-year variations. Whatever the storage level, SWV tends to be high when the ratio of future HEPI to future inflows is high (see year 1980). SWV tends to be lower for years in the opposite configuration (see year 1977).

The variation of SWV with time for different water levels thus reflects the temporal desynchronization between the interest of water use and inflows, highlighting the different mechanisms that define the optimal operating strategy. In the following, and because the temporal variations of SWV are mainly seasonal, the mean inter-annual cycle of SWV for different reservoir levels will be used as a signature of the climatic-economical balance between water resources and demand. The signature obtained for the studied UDWS under the present hydro-economical context is presented in Figure 4 for three storage levels (10%, 50% and 90% of storage capacity). In addition, the inter-annual variability is described for each storage level by two envelope curves corresponding respectively to the 10% or 90% percentiles of the SWV calendar values obtained for the 42 years of the 1960-2001 simulation period. For the sake of conciseness, the expression *SWV signature* will subsequently be used to mean the intra-annual variability of SWV, i.e. the seasonal variations of SWV for different storage levels.



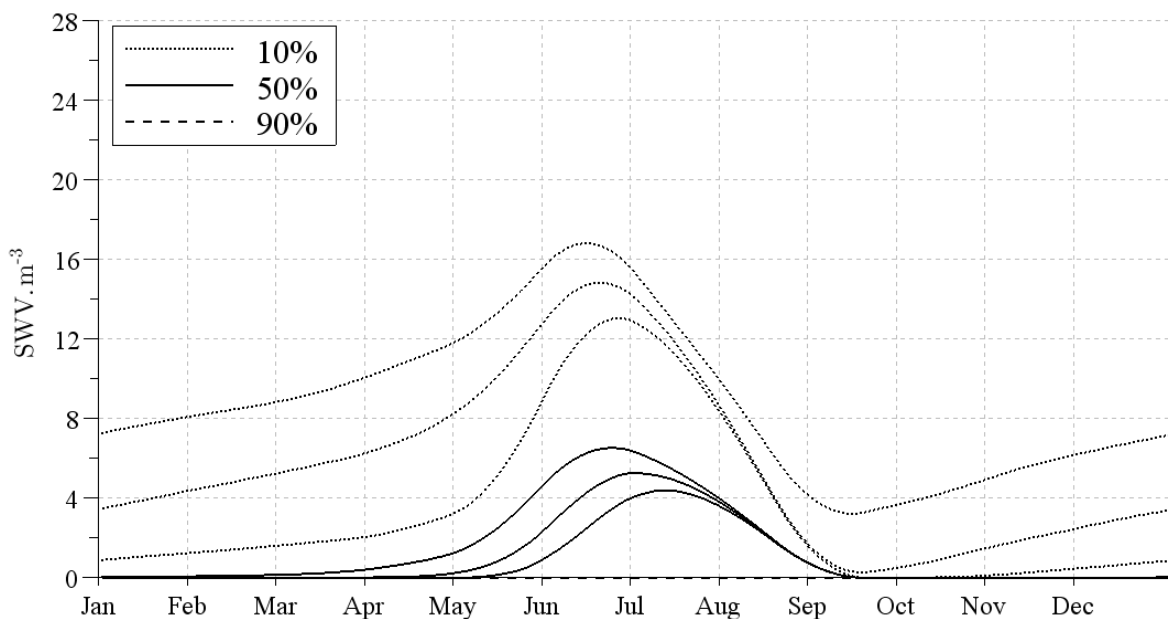
**Figure 4. SWV signature for the single hydroelectric production objective (HEP). The mean inter-annual SWVs obtained for the 1960-2001 period are plotted for three reservoir storage levels (10 % (dotted lines), 50 % (solid lines) and 90 % (dashed lines) of storage capacity). For each storage level, the upper, middle, and lower curves correspond respectively to the 90<sup>th</sup> percentile, the mean and the 10<sup>th</sup> percentiles of SWV calendar values obtained for the 42 years of the period.**

#### 4.2. Summer lake level maintenance (LLM)

In this section, we consider a system for which the only management constraint is to maintain a minimum water level in the reservoir during summer months (i.e.  $C_{HE}=0$  and  $C_{LLM}=1$  in equation [2]). In this case, the constrained summer season is assumed to run from June 15<sup>th</sup> to August 31<sup>st</sup> ( $s^*=3000\text{Mm}^3=85\%$  of  $s_{\max}$  during this period,  $s^*=0$  outside this period).

The SWV signature is as expected different in this case. The only objective is to have a reservoir level higher than the minimum threshold throughout the entire constrained summer period. The possibility to achieve the objective depends on the current storage level and on the volume of inflow that will enter the reservoir from the current date to the beginning of the next constrained period. At a given date of a given year, the higher the current storage level, the easier is to achieve the objective. For a given storage level, the longer the future period until the beginning of the constrained period, the larger are the total future inflows to the reservoir and the easier it is to achieve the objective.

Penalty costs are incurred in the event of failure to achieve the objective. The SWV corresponds to the additional reduction of penalty costs that would be achieved by storing one more cubic meter of water at the current date. SWV therefore slowly increases over the year to reach a maximum in early summer, for instance nearly one month before the beginning of the constrained period for the most adverse situations (90<sup>th</sup> percentile envelope curve – corresponding to the driest spring years) or as late as mid-July for the most favorable situations (10<sup>th</sup> percentile envelope curve – corresponding to the wettest spring years). The lowest SWV is zero, indicating that forthcoming inflows will fill the reservoir to the required level on time. This is here the case for almost all reservoir levels in September, after the end of the constrained period (an exception is for the driest years if the storage level is lower than 10% of the storage capacity) (Figure 5). Thanks to the large inflows from the spring snowmelt flood, this applies also for a significant sub-period of the year (from mid-September to mid-April) for reservoir levels equal or higher than 50%.

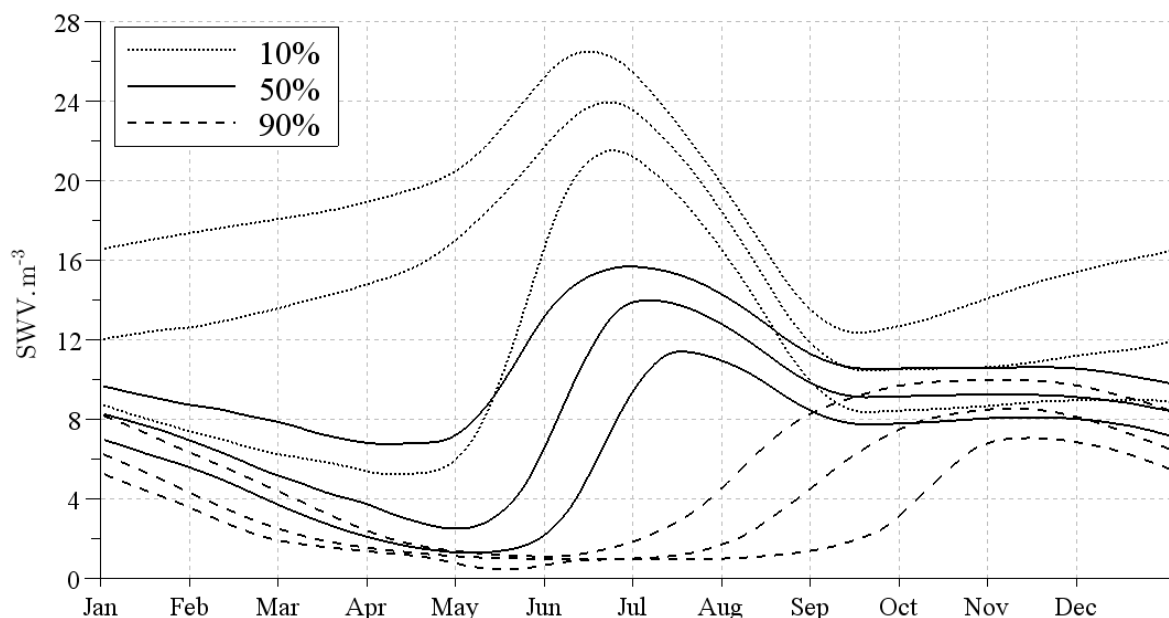


**Figure 5. SWV signature for the lake level maintenance objective (LLM). See Figure 4 for caption details.**

For this LLM objective, the SWV signature presents once again a marked seasonality. The periods of high and low SWV are however roughly in phase opposition with those obtained previously for the HEP objective.

### 4.3. Double-objective configuration

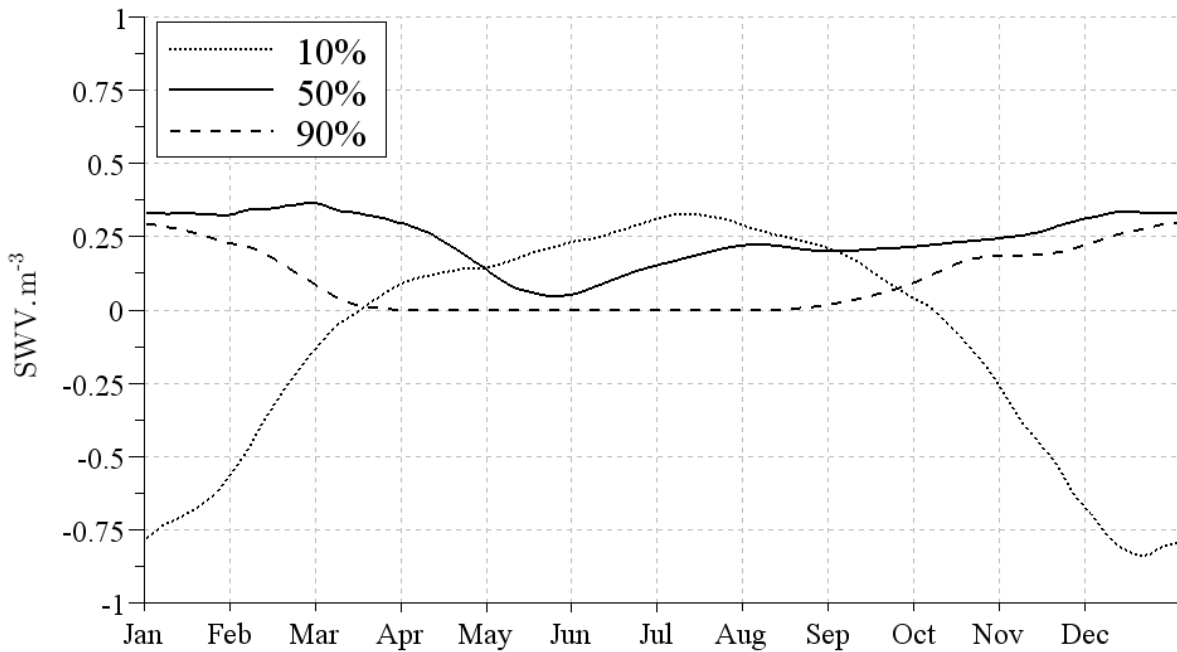
Figure 6 presents the SWV signature obtained when both HEP and LLM objectives must be fulfilled (i.e.  $C_{HE}=1$  and  $C_{LLM}=1$  in equation [2]). This double-objective configuration is denoted as HEP+LLM in the following. The SWVs obtained here (Figure 6) are logically higher than those obtained for each single-objective configuration (Figure 4 and Figure 5).



**Figure 6.** SWV signature for the double-objective configuration (HEP+LLM). See Figure 4 for caption details.

It is actually not possible to produce as much HEP and to fulfill the LLM objective as well as in the single-objective configurations. To limit the costs of failures to achieve the LLM objective, water allocations determined for the single HEP objective are re-allocated, in the double-objective configuration, to periods with lower HEPI. This is made possible by higher SWV for all reservoir levels, since high SWV reduces the interest of immediate water use.

The SWV signature for the double-objective configuration is a combination of the two single-objective signatures. It is however not exactly the sum of the two, reflecting the non-linearity pertaining to the optimization. This is illustrated in Figure 7 where the sum of each individual SWV signature has been subtracted from the double-objective SWV signature. The residuals of this difference depend here on storage level and calendar day.



**Figure 7. Mean difference between the SWV signature for the double-objective configuration (hydroelectric production and lake level maintenance (Figure 6) and the sum of SWV signatures obtained for the two single-objective configurations (Figure 5 and Figure 4).**

## 5 Sensitivity to climate change

We will now explore how the SWV signature and especially its variations with time depend on the hydroclimatic context. We therefore analyze its sensitivity to a modification of the characteristics of inflow and demand signals resulting from an annual temperature increase, an annual precipitation decrease or both simultaneously.

### 5.1. Temperature increase

As already discussed, an increase in temperatures will impact both the mean and seasonality of future inflows, with a smaller mean annual discharge and an earlier snowmelt flood (Figure 1, left). It will also impact the future HEPI, with lower winter and higher summer HEPI values (Figure 2).

Resulting changes in the SWV signature are shown in Figure 8 for the different objective configurations previously discussed (First line: HEP; Second line: LLM and third line: HEP+LLM. The three columns represent the SWV for 10, 50 and 90% reservoir levels).

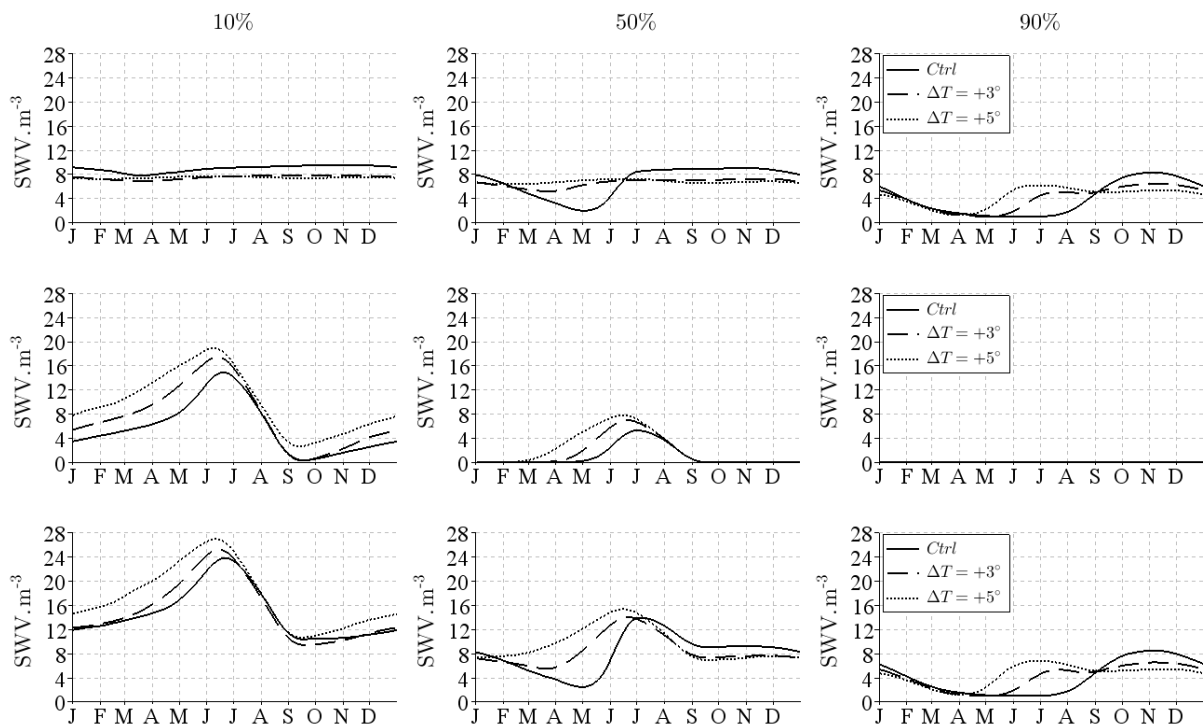
For the HEP objective (first line Figure 8), the SWV signature is significantly modified, in particular its seasonality. For low and medium reservoir levels (10 and 50%), SWV becomes practically constant throughout the year. As previously discussed, one principal goal of the optimal operating strategy for these levels is to raise the level in the reservoir to the maximum possible value while avoiding future spillage. For the control period, this leads to a large decrease of SWV during the spring season due to large inflows from the snowmelt flood. A temperature increase would lead to far less intense snowmelt floods (Figure 1) and in turn to a large decrease of potential spillage risks for low levels during this period. Potential spillage is also reduced because of a better temporal match between inflows and periods of high HEPI. For the control period, the main inflow period (spring) was almost 8 months before the period

with highest HEPI (winter). For the increased-temperature scenarios, the spring snowmelt flood is up to one month earlier but another period with high HEPI appears (summer season), which arrives only 3 to 4 months later.

The pattern of changes for the 90% storage level is different but the reasons for these changes remain the same. The large SWV increase during the late spring and summer seasons increases the interest of raising the water head during this period without causing later spillage thanks to the new and greater interest of HEP in summer. The SWV decrease in winter results from the lower value of HEPI for this season.

For the LLM configuration, the lower mean inflow to the reservoir and the earlier arrival of the snowmelt flood resulting from warmer temperatures increases SWV earlier in the year for reservoir levels lower than the summer objective level. The objective is therefore more difficult to meet on time than for the control period. For a reservoir storage level less than or equal to 10%, the positive SWV obtained in September even shows an incapacity to meet the objective.

Finally, the signature obtained for the double HEP+LLM configuration is as previously approximately an additive combination of the two single-objective signatures. For example, for the 50% storage level, the large SWV decrease observed in the control climate during the six first months of the year tends to disappear as a consequence of the smaller flood snowmelt and the increased interest of HEP and storage during the summer months.



**Figure 8.** Sensitivity of SWV signatures to annual temperature increase at different storage levels corresponding to 10% (left), 50% (middle) and 90% (right) of storage capacity. Top: Changes in SWV for HEP configuration. Middle: Changes in SWV for LLM configuration. Bottom: Changes in SWV for HEP+LLM configuration.

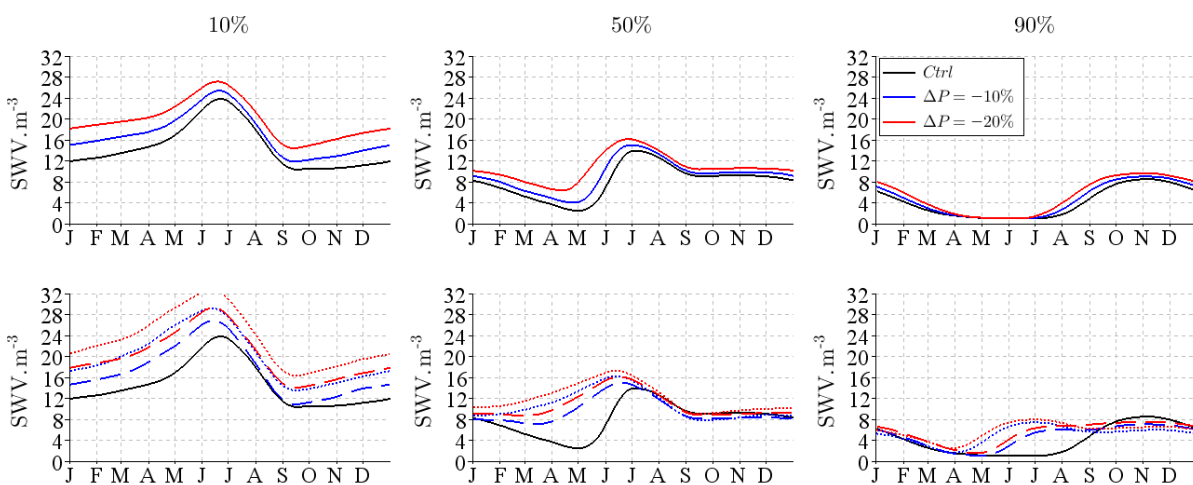
## 5.2. Precipitation increase

The SWV signature for the HEP+LLM configuration is presented for the different precipitation scenarios in Figure 9 (top). As changes in precipitation do not influence the seasonality of inflow (Figure 1), the seasonality of SWV is maintained, whatever the reservoir

level. The decrease in precipitation leads on the other hand to a decrease in the mean inflow to the reservoir, leading in turn to an increase in the mean SWV for each storage level, for all seasons (except the summer season for the 90% storage level where SWV is zero). This leads to more severe conditions for HEP. The consequence of it will be a concentration of water allocations for HEP in the periods with the highest HEPI.

### 5.3. Simultaneous precipitation and temperature change

The SWV signature resulting from a modification of both precipitation and temperature changes is shown for three storage levels in Figure 9 (bottom). Both seasonality and mean value of SWV are modified. As previously, changes of SWV for this combined configuration are approximately an additive combination of the partial changes discussed previously. Changes in SWV seasonality are due to the temperature increase and changes in the mean SWV are mainly due to the precipitation decrease.



**Figure 9. Sensitivity of SWV signatures for the double-objective configuration (HEP+LLM) to precipitation change (top) and temperature + precipitation change (bottom).**

## 6 Conclusion

For an ideal water reservoir system configuration in which both future water inflows and water demand are known, the marginal storage water value (SWV) can be obtained for different water storage levels in the reservoir using deterministic dynamic programming. Its variation over the studied period results from the desynchronized nature of water demand and inflows. In a system where water demand and/or inflows are seasonal, SWV is also seasonal and its mean intra-annual variations defined on a calendar day basis can be used as a signature of the socio-climatic match between water resources and demand. These signatures provide a better understanding of how the optimal operating strategy varies as a result of temporal co-variations between inflow and demand and how it could change if these co-variations change as expected from changes in climate and/or demand.

Real water resource systems deal generally with many objectives and constraints. With dynamic programming, a large variety of constraints and requirements can be integrated quite easily (e.g. seasonal irrigation water demand, dam safety management during floods or minimum flow maintenance for ecosystem integrity). In the usual case of multipurpose systems with conflicting uses and water scarcity, SWV estimates are not necessary equal to a

simple linear combination of the individual SWV signatures obtained for each objective considered separately.

In the present work, a double-objective reservoir system was considered, involving year-round hydroelectric production and lake level maintenance during the summer season. In this case, the signature is a rough additive combination of individual signatures. Analyzing the multipurpose signature along with each individual signature therefore provides a better understanding of why, how and to what extent each objective impacts the optimal operating strategy obtained for the multipurpose system. This may also reveal the potentially non-linear impact of interactions or competition between objectives. A similar "leave-one-out" approach to sensitivity analysis can be used to identify why, how and to what extent climate change factors lead to a modification of the match between potential uses and inflows. In this work, a simple sensitivity analysis with different future scenarios of temperature and/or precipitation changes showed that changes in SWV seasonality are mainly due to temperature increase and that changes in the mean SWV result from mean inflow decrease.

In the present work, the simulation of future hydrological scenarios was driven by observed precipitation and temperature time series modified according to synthetic climate change scenarios using a classical perturbation methodology. The temporal variability of future meteorological variables is therefore the same as that of the historical period. In particular, no changes in the sequences of wet and dry periods are considered from seasonal to pluri-annual time scales. Such changes are however expected to be potentially as critical as changes in the means of meteorological driving variables. They at least fully determine changes in the temporal variability of natural inflows into a lake, in particular their inter-annual variability, a determinant factor in system performance [McMahon *et al.*, 2006]. A higher variability of annual or pluri-annual inflows into the reservoir is for example expected to lead to longer and/or more frequent periods of resource scarcity. Such an analysis will be done with scenarios recently developed for the studied region using different statistical downscaling models from a suite of GCM experiments [Lafaysse *et al.*, under review].

SWV signatures can also be derived for other contexts than the one considered in the present work. SWV is also an output of strategy optimization methods for multi-reservoir systems. In such cases, SWV, which is time and storage level dependent, is also site dependent [Tilmant *et al.*, 2008, 2009; Wolfgang *et al.*, 2009]. It would also be relatively easy to produce SWV signatures for each reservoir. Such signatures could help better assess the relative value of each reservoir and, when needed, better identify if and where additional water conservation measures should be implemented.

Moreover, as mentioned in the introduction, SWV is also frequently estimated for use in determining an operating strategy for real-time management of a water system. In such a case, the SWV can be obtained using stochastic dynamic programming in a configuration in which future inflows and water uses are unknown. The SWV is known to classically increase in this case when compared to the SWV obtained with perfect foresight, as a result of inflow variability or uncertainty. Nevertheless, SWV signatures obtained for an uncertain future are also potentially very informative with regard to how an operational strategy is organized, what the key factors that structure it are and how it could change if the climate and/or demand change. Changes in the variability and uncertainty of future inflows and demand are expected to also have a critical impact on changes in SWV. Analyzing these signature changes would probably improve our understanding of the reasons for modifications of system performance classically reported on the basis of a variety of performance criteria in climate change impact analyses.



## 7 Acknowledgement

This work is part of a PhD thesis carried out within the RIWER2030 research project <http://www.lthe.fr/RIWER2030/>, funded by the French National Research Agency under the Vulnerability: Environment, Climate and Societies program (Grant number ANR-08-VULN-014-01). We thank the Associate Editor and three anonymous reviewers for their comments that were very helpful in improving the manuscript.

## 8 References

Alcamo, J., J. M. Moreno, B. Novaký, M. Binidi, R. Corobov, R. J. . Devoy, C. Giannakopoulos, E. Martin, J. . Olesen, and A. Shvidenko (2007), Europe, in *Climate Change 2007: Impacts, Adaptations and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, pp. 541–580, Cambridge.

Bellman, R. (1957), *Dynamic Programming*, Princeton University Press., Defense Technical Information Center, New Jersey, 366 pp.

Bourqui, M., T. Mathevet, J. Gailhard, and F. Hendrickx (2011), Hydrological validation of statistical downscaling methods applied to climate model projections, *IAHS-AISH publication*, 32–38.

Buzoianu, M., A. E. Brockwell, and D. J. Seppi (2005), A Dynamic Supply-Demand Model for Electricity Prices

Christensen, N. . (2004), *Prediction of Regional scenarios and Uncertainties for Defining European Climate change risks and Effects - Prudence Final Report*, 269 pp.

Durand, Y., M. Laternser, G. Giraud, P. Etchevers, B. Lesaffre, and L. Merindol (2009), Reanalysis of 44 Yr of Climate in the French Alps (1958-2002): Methodology, Model Validation, Climatology, and Trends for Air Temperature and Precipitation, *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, 48(3), 429–449, doi:10.1175/2008JAMC1808.1.

Foufoula-Georgiou, E., and P. K. Kitanidis (1988), Gradient dynamic programming for stochastic optimal control of multidimensional water resources systems, *Water Resour. Res.*, 24(8), P. 1345, doi:198810.1029/WR024i008p01345.

Gottardi, F., C. Obled, J. Gailhard, and E. Paquet (2012), Statistical reanalysis of precipitation fields based on ground network data and weather patterns: Application over French mountains, *Journal of Hydrology*, 432–433, 154–167, doi:10.1016/j.jhydrol.2012.02.014.

Harou, J. J., M. Pulido-Velazquez, D. E. Rosenberg, J. Medellín-Azuara, J. R. Lund, and R. E. Howitt (2009), Hydro-economic models: Concepts, design, applications, and future prospects, *Journal of Hydrology*, 375(3–4), 627–643, doi:10.1016/j.jhydrol.2009.06.037.

Hendrickx, F. (2001), Impact hydrologique d'un changement climatique sur le bassin du Rhône, in *Hydroécologie appliquée*, vol. 13, pp. 77–100, Electricité de France, Chinon, FRANCE.

Hingray, B., N. Mouhous, A. Mezghani, K. Bogner, B. Schaepli, and A. Musy (2007), Accounting for global-mean warming and scaling uncertainties in climate change impact studies: application to a regulated lake system, *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 11(3), 1207–1226.

Horton, P., B. Schaepli, A. Mezghani, B. Hingray, and A. Musy (2006), Assessment of climate-change impacts on alpine discharge regimes with climate model uncertainty, *Hydrol. Process.*, 20(10), 2091–2109, doi:10.1002/hyp.6197.

- Hveding, V. (1968), Digital simulation techniques in power system planning, *Economics of Planning*, 8(1), 118–139, doi:10.1007/BF02481379.
- Jeuland, M. (2010), Economic implications of climate change for infrastructure planning in transboundary water systems: An example from the Blue Nile, *Water Resour. Res.*, 46, doi:201010.1029/2010WR009428.
- Labadie, J. (2004), Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review, *Journal of Water Resources Planning and Management*, 130(2), 93–111.
- Lafaysse, M., B. Hingray, P. Etchevers, E. Martin, and C. Obled (2011), Influence of spatial discretization, underground water storage and glacier melt on a physically-based hydrological model of the Upper Durance River basin, *Journal of Hydrology*, 403(1-2), 116–129, doi:10.1016/j.jhydrol.2011.03.046.
- Lafaysse, M., B. Hingray, L. Terray, J. Gailhard, and A. Mezghani (under review), Sources of uncertainties in future climate and hydrological projections: the Alpine Durance basin., *Water Resour. Res.*
- Loomis, J. B. (2000), Environmental Valuation Techniques in Water Resource Decision Making, *Journal of Water Resources Planning and Management*, 126(6), 339–344, doi:10.1061/(ASCE)0733-9496(2000)126:6(339).
- Madani, K., and J. Lund (2010), Estimated impacts of climate warming on California's high-elevation hydropower, *Climatic Change*, 102(3), 521–538, doi:10.1007/s10584-009-9750-8.
- Manoha, B., F. Hendrickx, A. Dupeyrat, C. Bertier, and S. Parey (2008), Impact des évolutions climatiques sur les activités d'EDF (projet impec) Climate change impact on the activities of Electricité de France, *La Houille Blanche*, (2), 55–60, doi:10.1051/lhb:2008018.
- Marnezy, A. (2008), Les barrages alpins. De l'énergie hydraulique à la neige de culture, *Revue de géographie alpine. Journal of Alpine Research*, (96-1), 92–102, doi:10.4000/rga.422.
- Masse, P. (1946), *Les réserves et la régulation de l'avenir dans la vie économique*, Actualités scientifiques et industrielles 1008, Hermann, Paris.
- McMahon, T., A. Adeloye, and S. Zhou (2006), Understanding performance measures of reservoirs, *Journal of Hydrology*, 324(1-4), 359–382, doi:10.1016/j.jhydrol.2005.09.030.
- Morin, G., J. P. Fortin, and R. Charbonneau (1975), Utilisation du modèle hydrophysiographique CEQUEAU pour l'exploitation des réservoirs artificiels, in *International Symposium and workshops on the application of mathematical models in hydrology and water resources systems*, vol. 115, pp. 176–184.
- Nakicenovic, N. et al. (2000), *Special Report on Emissions Scenarios: a special report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- Paiva, R. C. D., W. Collischonn, E. B. C. Schettini, J.-P. Vidal, F. Hendrickx, and A. Lopez (2010), The Case Studies, in *Modelling the Impact of Climate Change on Water Resources*, edited by F. Fung, A. Lopez, and rk New, pp. 136–182, John Wiley & Sons, Ltd.
- Payne, J. T., A. W. Wood, A. F. Hamlet, R. N. Palmer, and D. P. Lettenmaier (2004), Mitigating the Effects of Climate Change on the Water Resources of the Columbia River Basin, *Climatic Change*, 62(1-3), 233–256, doi:10.1023/B:CLIM.0000013694.18154.d6.
- Pritchard, G., A. B. Philpott, and P. J. Neame (2004), Hydroelectric reservoir optimization in a pool market, *Math. Program.*, 103(3), 445–461, doi:10.1007/s10107-004-0565-0.

- Riebsame, W. (1988), Adjusting water resources management to climate change, *Climatic Change*, 13(1), doi:10.1007/BF00140162.
- Schaefli, B., B. Hingray, and A. Musy (2007), Climate change and hydropower production in the Swiss Alps: quantification of potential impacts and related modelling uncertainties, *Hydrology and Earth System Sciences*, 11(3), 1191–1205.
- Tilmant, A., D. Pinte, and Q. Goor (2008), Assessing marginal water values in multipurpose multireservoir systems via stochastic programming, *Water Resour. Res.*, 44(12), doi:10.1029/2008WR007024.
- Tilmant, A., Q. Goor, and D. Pinte (2009), Agricultural-to-hydropower water transfers: sharing water and benefits in hydropower-irrigation systems, *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 13(7), 1091–1101.
- Turgeon, A. (2007), Stochastic optimization of multireservoir operation: The optimal reservoir trajectory approach, *Water Resour. Res.*, 43, 10 PP., doi:200710.1029/2005WR004619.
- Vicuna, S., R. Leonardson, M. W. Hanemann, L. L. Dale, and J. A. Dracup (2008), Climate change impacts on high elevation hydropower generation in California's Sierra Nevada: a case study in the Upper American River, *Climatic Change*, 87(S1), 123–137, doi:10.1007/s10584-007-9365-x.
- Vicuna, S., J. A. Dracup, J. R. Lund, L. L. Dale, and E. P. Maurer (2010), Basin-scale water system operations with uncertain future climate conditions: Methodology and case studies, *Water Resour. Res.*, 46(4), doi:10.1029/2009WR007838.
- Ward, F. A., B. A. Roach, and J. E. Henderson (1996), The Economic Value of Water in Recreation: Evidence from the California Drought, *Water Resources Research*, 32(4), 1075–1081, doi:10.1029/96WR00076.
- Westaway, R. (2000), Modelling the potential effects of climate change on the Grande Dixence hydro-electricity scheme, Switzerland, *Journal of the Chartered Institution of Water and Environmental Management*, 14(3), 179–185.
- Wolfgang, O., A. Haugstad, B. Mo, A. Gjelsvik, I. Wangensteen, and G. Doorman (2009), Hydro reservoir handling in Norway before and after deregulation, *Energy*, 34(10), 1642–1651, doi:10.1016/j.energy.2009.07.025.
- Yakowitz, S. (1982), Dynamic programming applications in water resources, *Water Resour. Res.*, 18(4), 673–696, doi:10.1029/WR018i004p00673.

## A.2. LES AMÉNAGEMENTS DE LA CHAÎNE DE PRODUCTION HYDRAULIQUE DURANCE-VERDON

Liste des barrages de l'aménagement CPH-DV

Nom et cours d'eau	Mise en eau	Volume (Mm <sup>3</sup> )	Hauteur (m)
Barrage de Serre-Ponçon, Durance	1960	1270	123.5
Barrage d'Espinasses, Durance	1966	6	19
Barrage de la Saulce, Durance	1975	1.8	17
Barrage de Saint-Lazare, Durance	1976	6.2	28
Pont Barrage de l'Escale, Durance	1964	2.5	29
Barrage de Cadarache, Durance	1959	3.5	
Barrage de Mallemort, Durance	1972	0.7	
Barrage de Bonpas, Durance			
Barrage de Castillon, Verdon	1947	149	101
Barrage de Chaudanne, Verdon	1952	16	71
Barrage de Sainte-Croix, Verdon	1974	760	95
Barrage de Gréoux, Verdon	1967	80	64

TABLEAU A.1 – Caractéristiques des retenues de la CPH-DV.

## A.3. MODÉLISATION HYDROLOGIQUE : CEQUEAU

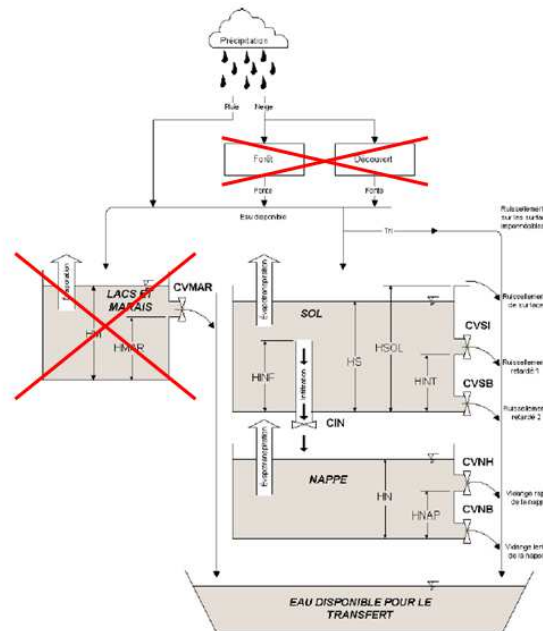


FIGURE A.1 – Schéma de production du modèle hydrologique Cequeau. Dans la version du modèle utilisé au sein du projet RIWER 2030, le module *lacs et arais* a été supprimé. De même, la distinction entre les zones de forêts et de prairies n'est pas réalisée. Également, un réservoir *glace* a été introduit (non présenté sur cette figure). Adapté de Dibike et Coulibaly [2005]

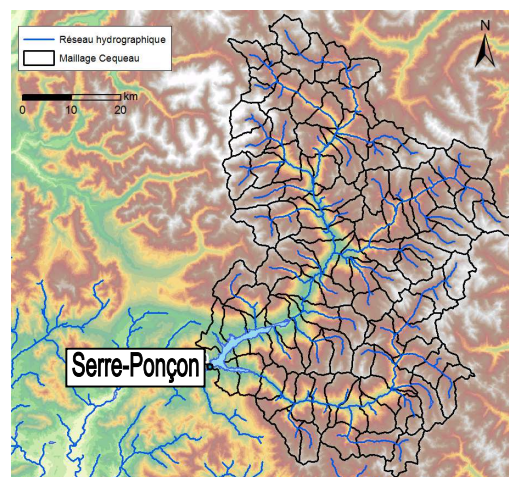


FIGURE A.2 – Carte du bassin versant de la Durance à l'amont de Serre-Ponçon. Au sein du modèle hydrologique CEQUEAU, le bassin hydrologique est divisé en 99 unités hydrologiques. Contrairement à la version originale développée par l'INRS, les différentes mailles ne sont pas carrées, mais respectent la topographie du bassin versant.

## A.4. MODÉLISATION DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE FRANCE

Cette section présente la construction d'un modèle de consommation électrique France. Les consommations électriques simulées seront utilisées par le modèle de gestion de Serre-Ponçon comme proxy d'un intérêt à produire de l'énergie.

### A.4.1. Analyse des cycles de consommation électrique en France

Les données de consommation électrique sont mises à disposition par le Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Elles sont disponibles de 1996 à aujourd'hui au pas de temps 30 minutes à l'adresse [http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/telecharge\\_details.jsp?data5=on](http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/telecharge_details.jsp?data5=on)

Cette section présente les grands cycles de consommation électriques. Ces différents cycles de consommation s'imbriquent, à des échelles de temps différentes.

#### A.4.1.1. Cycle annuel de la consommation électrique

En France, la consommation électrique présente un cycle saisonnier très marqué (Figure A.3) : le mode de consommation est typiquement hivernal : les plus fortes consommations sont observées durant l'hiver, particulièrement lors des pics de grands froids. L'année 2012 a d'ailleurs été l'exemple parfait de ce mode de consommation : en effet le record de consommation a été battu le 7 Mars de cette année, en raison de la vague de froid survenue à cette période.

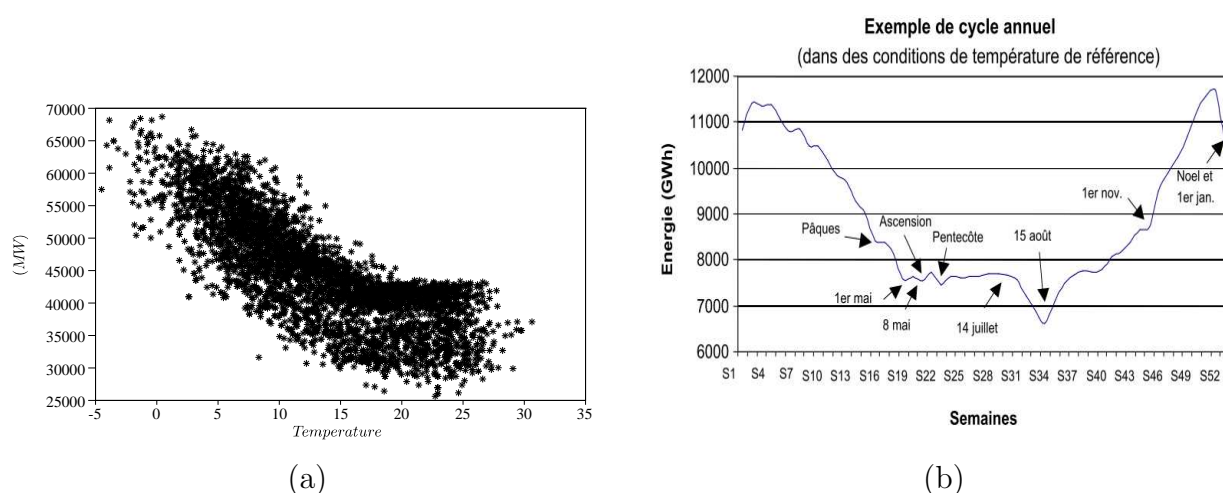


FIGURE A.3 – (a) : Influence de la température SAFRAN France sur la consommation électrique moyenne journalière en France (1996-2005). Chaque point représente une journée. (b) : Saisonnalité de la consommation d'énergie en France. (Source RTE)

D'autres régions du globe souffrent davantage de périodes estivales très chaudes plutôt que d'hivers froids ce qui entraîne des consommations électriques plus élevées à ces périodes. Ce phénomène est amené à s'accroître avec la hausse des températures due au changement climatique, y compris en France.

#### A.4.1.2. Cycle hebdomadaire de la consommation électrique

La consommation électrique présente un cycle hebdomadaire marqué. En effet, la consommation électrique est plus faible durant les week-ends. Cette baisse de consommation s'explique par la fermeture des principaux centres d'activités industriels et économiques durant les week-ends (i.e. des usines, industries, fortes consommatrices en énergie). Ainsi, nous pouvons observer Figure A.4, sur laquelle est représenté un cycle hebdomadaire de *type* estival, que la consommation d'électricité est plus faible le samedi, et est d'autant plus faible le dimanche que durant le reste de la semaine.

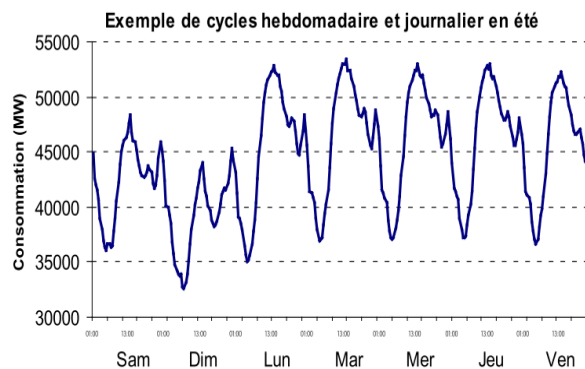


FIGURE A.4 – Variation hebdomadaire de la consommation électrique France. (Source RTE)

L'activité économique du pays est également ralentie durant les jours fériés, et les grandes périodes de vacances (i.e. les mois d'août et la période entre Noël et Jour de l'an), ce qui entraîne une diminution de la consommation électrique à ces moments (Figure A.3).

#### A.4.1.3. Cycle journalier de la consommation électrique

La consommation électrique au sein d'une journée, présente une variabilité importante. Un exemple de courbe de charge lors d'une journée hivernale est présentée Figure A.5. Durant la nuit, la consommation électrique est minimale, la majorité de la population est endormie : les usines et industries sont en général fermées (ou du moins en activité minimale). Dans les foyers les appareils électro-ménagers forts consommateurs d'énergie (i.e. fours, cuisinière électrique, chauffages électriques) sont éteints. La consommation électrique commence à augmenter à partir de 05h du matin, heure à laquelle les premières industries ouvrent leurs portes. Cette augmentation va perdurer jusqu'à environ 09h du matin, heure à laquelle l'activité industrielle et économique du pays est arrivée à son maximum. Ainsi, un plateau de consommation est observé jusqu'à 16h

environ, heure à laquelle les premières usines ferment leurs portes, ce qui entraîne une diminution de la consommation jusqu'aux alentours de 18h. A partir de 18h, la population rentre à son domicile après la journée de travail. L'augmentation de la consommation électrique durant la soirée, est liée principalement au démarrage des chauffages électriques ainsi qu'à l'éclairage des habitations. Durant l'été, cette augmentation n'est pas observée (le chauffage et éclairage des logements sont inexistant à cette période de l'année). Dans ce cas, la consommation électrique diminue jusqu'à atteindre sa valeur minimale durant la nuit (Figure A.4).

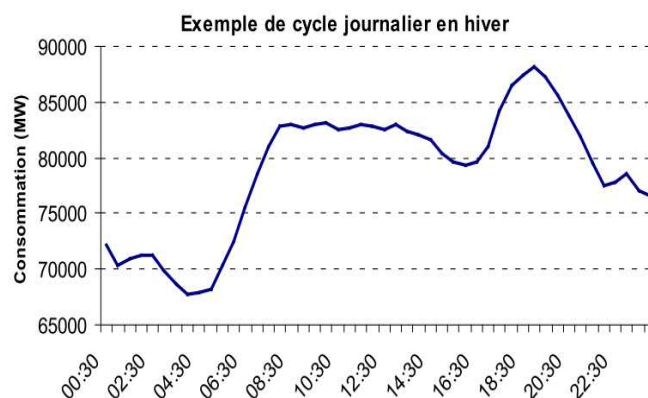


FIGURE A.5 – Variation de la consommation électrique au sein d'une journée typique hivernale. (Source RTE)

De plus faibles pics de consommation sont observés aux alentours de 23h et 02h du matin, aussi bien durant l'hiver (Figure A.5) que durant l'été (Figure A.4). Le premier pic est lié à l'utilisation importante des appareils électro-ménagers type lave-linge et lave-vaisselle à ces heures. En effet, EDF a mis en place des grilles tarifaires avantageuses à ces horaires, afin d'encourager la population à utiliser davantage ces appareils électro-ménagers, forts consommateurs en énergie durant les heures creuses, i.e. durant des périodes à faibles consommations. Le 2<sup>ème</sup> pic de consommation, à 02h du matin, est lié aux stations de pompage (STEPS) qui font remonter de l'eau dans des barrages afin de reconstituer un stock d'eau qui sera valorisé durant des périodes à fortes consommations électriques.

### A.4.2. Consommations électriques France & températures

Les données de consommations électriques France RTE journalières sont présentées en fonction d'un indice de température locale sur le Bassin de la Basse Durance sur la Figure A.3a. La relation entre la consommation électrique et la température semble évidente, ce qui encourage à piloter une modélisation de la consommation électrique via la température (équation A.1).

$$C_{t_i} = f(T_{t_i}) \quad (\text{A.1})$$

Avec  $C_{t_i}$  la consommation électrique modélisée et  $T_{t_i}$  la température à la date  $t_i$ .



La consommation électrique en France observée de 1996 à 2005, présente une tendance à la hausse non négligeable (Figure A.6).

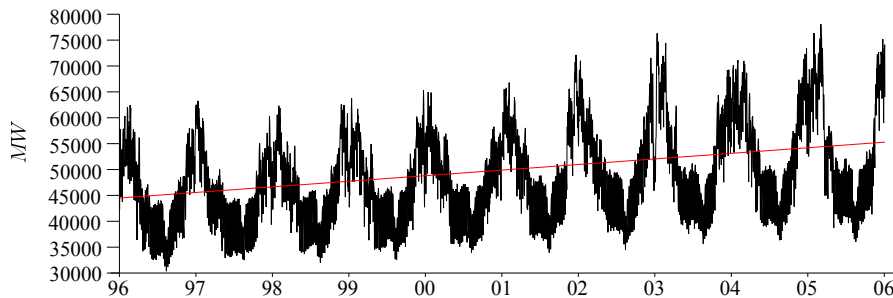


FIGURE A.6 – Augmentation des consommation électrique France observé du 1<sup>er</sup> janvier 1996 au 31 décembre 2005 (noir). La courbe en rouge représente la tendance à la hausse. (Source RTE)

Comme évoqué précédemment, les consommations électriques modélisées serviront à définir un intérêt à produire de l'énergie pour le modèle de gestion. L'objectif de cette modélisation est donc de représenter au mieux la variabilité saisonnière de la consommation électrique mais également de reproduire aux mieux la variabilité inter-annuelle. En particulier nous souhaitons que les consommations électriques simulées soient élevées lors hivers froids, et au contraire plus faibles durant les hivers aux températures hivernales plus clémentes.

Aucune tendance à la hausse des consommations électriques n'est prise en compte dans la modélisation des consommations électriques (comme nous l'avons évoqué en introduction du document de thèse, le devenir des consommations électriques est très incertaine. La prévision de l'augmentation des consommations électriques dépasse le cadre d'analyse fixé de ce document de thèse). C'est pourquoi, afin de ne pas fausser le calage du modèle de consommation, la tendance à la hausse des consommations électriques est préalablement supprimée.

Les figures, analyses et développements présentés dans la suite des travaux, seront réalisés à partir de la série corrigée de consommations électriques. La Figure A.7 illustre le fait que la consommation électrique en France dépend de :

- La température
- Du jour de la semaine. En particulier une différence importante est observée entre les jours de semaine (où, pour une température donnée, les consommations électriques observées ne semblent pas très différentes du lundi au vendredi (Figure A.7 à gauche) et les week-ends et jours fériés (Figure A.7 à droite). Les consommations électriques observées les dimanches et les jours fériés se ressemblent fortement (Figure A.7). C'est pourquoi les consommations électriques lors de ces journées seront supposées similaires.
- De ?. Ce point d'interrogation exprime le fait qu'il est impossible de détailler davantage la variabilité des consommations électriques en n'utilisant qu'un indice de température. Des données de nébulosité pourraient par exemple permettre d'expliquer une part de cette

variabilité en intégrant une augmentation des consommations électriques lors de journées nuageuses (i.e. un éclairage plus important).

La température ne semble pas impacter la consommation électrique pour les plus fortes températures (Figure A.7) Comme énoncé précédemment, la consommation France est encore très peu sensible à la demande estivale liée aux pics de chaleur. Au contraire, la consommation électrique semble augmenter linéairement lorsque la température diminue.

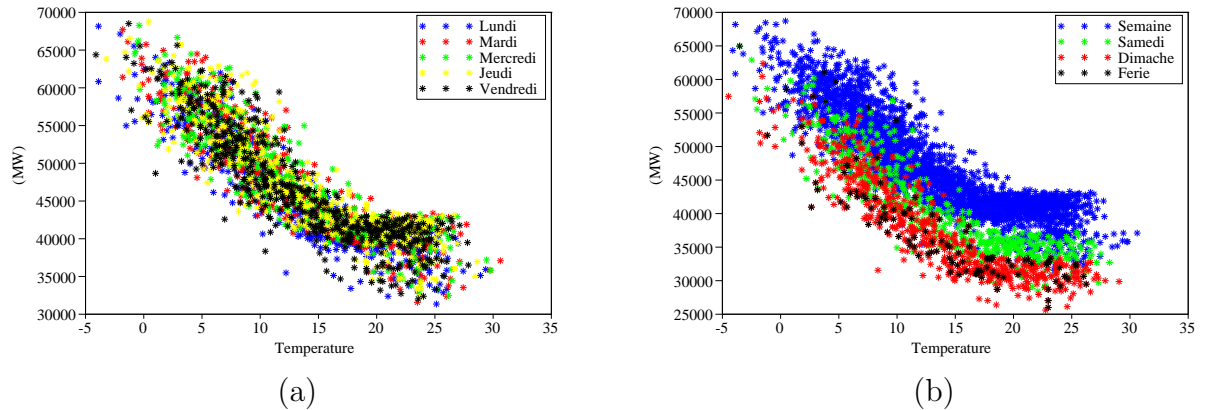


FIGURE A.7 – Influence du jour de la semaine sur la consommation électrique France. (a) : Comparaison des consommations électriques observées en fonction de la température pour les différents jours de la semaine. (b) : Même chose en distinguant la semaine, les samedis, les dimanches et les jours fériés.

Ces observations ont permis de mieux comprendre la variabilité de la consommation électrique en France. Section A.4, ces informations sont utilisées lors de la construction de modèle de consommations électriques.

### A.4.3. Modélisation de la consommation électrique France journalière

Cette section présente la construction et l'évaluation de la modélisation de la consommation électrique moyenne journalière France : Pour une température donnée une et une seule consommation électrique pourra être obtenue.

La modélisation proposée ici consiste à décrire une relation liant la consommation électrique et la température par une fonction linéaire par morceau. Comme observé Figure A.7, la consommation électrique est sensible à la température dès lors qu'elle est inférieure à une température seuil. Les hypothèses de cette modélisation sont les suivantes :

- La consommation électrique est constante si  $T > T_{seuil}$  (équation A.2).
- La consommation électrique augmente linéairement avec la diminution des températures si  $T < T_{seuil}$  (équation A.3).

$$\text{Si } T > T_{\text{seuil}} \quad C_j = K_j \quad (\text{A.2})$$

$$\text{Si } T < T_{\text{seuil}} \quad C_{jT} = a_j * T + b_j \quad (\text{A.3})$$

Avec :

- $C$  la consommation électrique moyenne journalière simulée.
- $K$  la consommation électrique indépendante de la température  $T$ .
- $a$  et  $b$  les paramètres de la relation linéaire reliant la consommation électrique et la température lorsque la température est inférieure à la température seuil.
- L'indice  $j$  permet de dissocier les jours de semaine, des samedis, et des dimanches et jours fériés, afin de représenter les différences de consommation électrique observées Figure A.7.

Le seuil de température  $T_{\text{seuil}}$  dépend de la chronique de température utilisée. Dans notre cas, la température seuil choisie est de  $18^\circ\text{C}$ .

Les paramètres de ce modèle consommation électrique sont présentés Tableau 1. Les paramètres  $a$ ,  $b$  et  $K$  sont obtenus par régression linéaire sur les nuages de points présentés Figure A.7, i.e. sur l'ensemble des données disponibles. La plage temporelle pour laquelle les données de consommations électriques et de températures sont disponibles étant réduite, les périodes de calage et d'évaluation ne sont pas dissociées. Sur l'ensemble de la période de simulation (1996-2003), le Nash obtenu est de l'ordre de 0.87.

	$a$ (MW/°C)	$b$ (MW)	$K$ (MW)
Jours de Semaine	-1217	61951	39871
Samedis	-1273	56808	34383
Dimanches & Fériés	-1296	53571	30839

TABLEAU A.2 – Paramètres du modèle de consommation électrique moyenne France

A titre d'exemple seulement, les consommations journalières observées et simulées lors de l'année 1996 sont présentées Figure A.8. Sur cette figure nous pouvons constater que le modèle proposé ici, très simple, permet de bien reproduire la dynamique de consommation électrique en France lors de cette année.

## A.4.4. Modélisation de la consommation électrique France infra-journalière

### A.4.4.1. Anomalie de consommation infra-journalière

Nous appelons *anomalie infra journalière de consommation électrique*, l'écart relatif entre la consommation électrique instantanée (i.e. au pas de temps le plus fin disponible, 30 min) avec la consommation moyenne journalière (équation A.4).

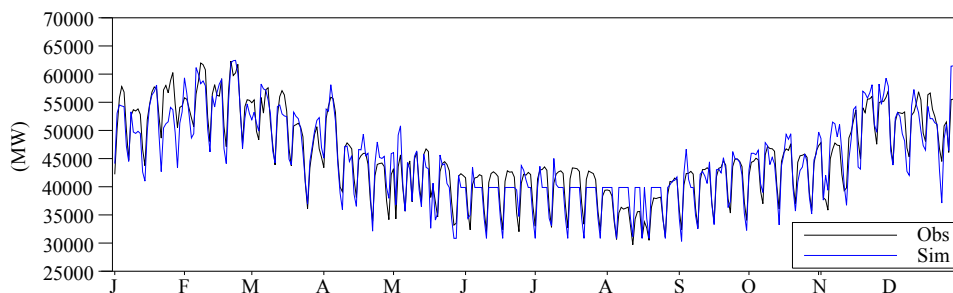


FIGURE A.8 – Comparaison entre les consommations électriques observées (noir) et simulées (bleu) lors de l'année 1996.

$$C_{t_i}^h = A_{t_i}^h * C_{t_i} \quad (\text{A.4})$$

Avec :

- $C_{t_i}^h$  : la consommation électrique instantanée (pas de temps 30 min)
- $A_{t_i}^h$  : l'anomalie relative de consommation au jour  $t_i$  au temps  $h$  (pas de temps 30 min)
- $C_{t_i}$  : la consommation journalière moyenne au jour  $t_i$ .

Les anomalies relatives des consommations électriques observées sont représentées Figure A.9. Il a été montré section A.4.1.3, que la consommation électrique en France présente un cycle journalier très marqué. Comme énoncé précédemment ce cycle dépend de la saison mais également du jour de la semaine. Les lundis sont dissociés des autres jours de la semaine sur la Figure A.9. En effet, la fermeture d'un grand nombre de commerces et d'entreprises du secteur tertiaire limite en partie la consommation électrique à l'échelle du pays durant la matinée.

Ces anomalies, présentées ici au pas de temps 30 minutes, peuvent être calculées à des pas de temps plus grossiers.

#### A.4.4.2. Génération stochastique de consommations électriques infra-journalières

Le modèle de gestion de Serre-Ponçon nécessite comme données d'entrées, des séries de consommations électriques au pas de temps inférieur à la journée (voir section 3.2). A la section A.4, une modélisation de la consommation électrique journalière a été proposée, à partir d'une série de températures au même pas de temps.

Cette section propose une méthodologie permettant de désagréger les données de consommations électriques simulées au pas de temps journalier vers un pas de temps infra-journalier. Afin de désagréger les données journalières de consommation électrique, les distributions infra-journalières des anomalies de consommations électriques observées sont utilisées. Pour une date donnée, les consommations électriques à un pas de temps inférieur à la journée, sont obtenues à partir de l'équation A.4.

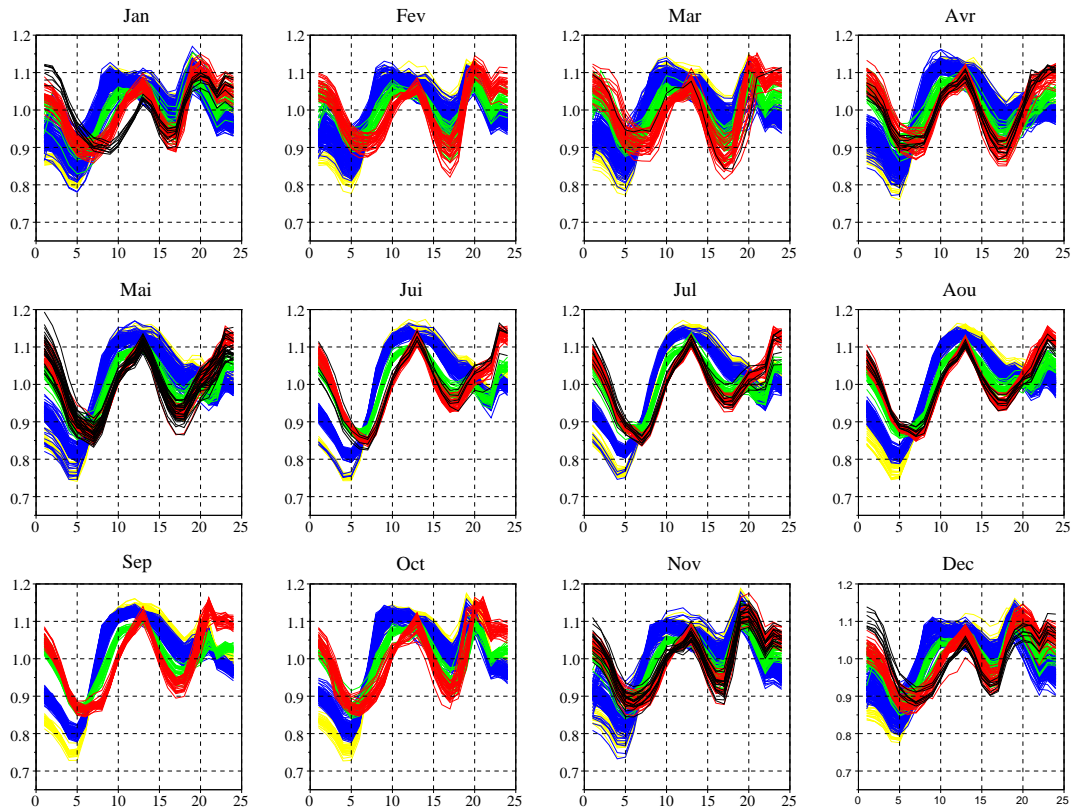


FIGURE A.9 — : Influence de la saison et du jour de la semaine sur l’anomalie relative de consommation électrique. Abscisse : Heure de la journée. Ordonnées : Anomalie relative de consommation par rapport à la moyenne journalière. Courbes bleues : [Mardi, Mercredi, Jeudi, Vendredi]. Courbes jaunes : Lundi. Courbes vertes : Samedi. Courbes rouges : Dimanches. Courbes noires : jours fériés. Données RTE : 1996-2005

L’anomalie utilisée au pas de temps infra-journalier souhaité, pourrait être choisie aléatoirement dans la totalité de l’historique disponible. Cependant, il existe une forte relation liant les anomalies de consommations et la période de l’année d’une part et le jour de la semaine d’autre part. L’anomalie de consommation électrique finalement utilisée est tirée aléatoirement dans une fenêtre temporelle de 30 jours centrée sur le jour calendaire de la date considérée (en respectant le jour de la semaine considéré. Par exemple, il n’est pas souhaitable d’appliquer une anomalie d’un dimanche à une consommation électrique d’un mardi).

En résumé, cette méthode permet de calculer des scénarios de consommations électriques moyennes à des pas de temps infra-journaliers. Le choix stochastique des anomalies relatives de consommations prend en compte les cycles de consommations électriques journaliers observés. A titre d’exemple, les consommations électriques moyennes journalières simulées du 1 janvier au 29 février 1996 (courbe noire) ainsi que les consommations électriques moyennes des tranches horaires  $00H \rightarrow 08H$ ,  $08H \rightarrow 16H$  et  $16H \rightarrow 24H$  (respectivement courbe bleue, verte et rouge) sont représentées.

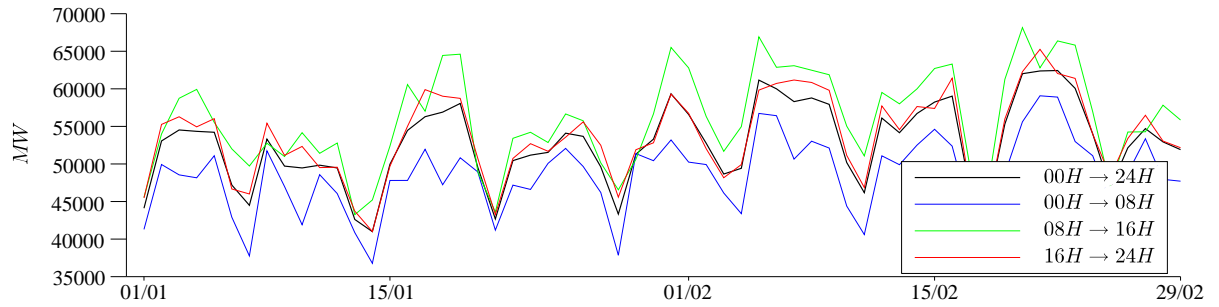


FIGURE A.10 – Génération de scénarios de consommations électriques moyennes infra-journalières. Noir : Consommations électriques moyennes journalières. Bleu, Vert et Rouge : les consommations électriques moyennes respectivement durant les postes horaires,  $00H \rightarrow 08H$ ,  $08H \rightarrow 16H$  et  $16H \rightarrow 24H$

## A.5. RENDEMENT DE LA CPH-DV

### A.5.1. Puissance électrique générée par une usine hydroélectrique

La puissance électrique générée par une usine hydroélectrique à un instant  $t_i$  dépend de différents facteurs, à savoir :

- Du débit turbiné  $R_{t_i}$ .
- De la hauteur de chute  $\mathcal{H}_{t_i}$  (m)
- Du type de turbines installées. L'usine de Serre-Ponçon est équipée de quatre turbines de type Francis.

La relation liant la puissance électrique générée  $Pe_{t_i}$  (kW), au débit turbiné  $R_{t_i}$ , à la hauteur de chute  $\mathcal{H}_{t_i}$  et à l'équipement de la centrale (rendement propre des turbines  $\mathcal{R}$ ) est donnée par l'équation A.5.

$$Pe_{t_i} = \min(\mathcal{H}_{t_i}, \mathcal{H}^{max}) * R_{t_i} * \rho * g * \mathcal{R} \quad (\text{A.5})$$

Avec  $g$  la constante d'accélération de la gravité ( $g = 9.81N.kg^{-1}$ ),  $\rho$  la masse volumique de l'eau ( $\rho = 1030kg.m^{-3}$ ) et  $\mathcal{H}^{max}$  la hauteur de chute maximale.

Pour un volume d'eau turbiné donné, la puissance électrique générée est une fonction croissante de la hauteur de chute. La vitesse de rotation des turbines est constante lorsque la hauteur de chute  $\mathcal{H}$  est supérieure à une hauteur de chute  $\mathcal{H}^{max}$  à partir de laquelle la puissance électrique n'augmente plus avec la hauteur de chute. Comme le montre la relation A.5, pour répondre à une même demande énergétique, une hauteur de chute moindre nécessiterait un volume à turbiner plus important qu'avec une hauteur de chute plus élevée.

### A.5.2. Conceptualisation du rendement de la CPH-DV

Il est proposé ici de conceptualiser une diminution de revenus en fonction de la hauteur de chute de SP. Ici, le terme  $\phi$  équation 3.4 est utilisé pour indiquer une possible diminution (respectivement une augmentation) des revenus de l'ouvrage lorsque la hauteur de chute diminue (respectivement augmente).

La courbe réelle du rendement de la production, fonction du volume en stock dans la retenue de SP en fonction du niveau de remplissage est une donnée complexe car elle dépend des groupes mobilisés et de l'interaction entre ces groupes. Cependant, une approximation de cette relation a été obtenue pour les besoins de projet RIWER 2030, à savoir :

$$\begin{cases} \phi(S_{ti}) = 1 & \text{si } S_{ti} > S_{\phi_{max}} \\ \phi(S_{ti}) = a_{SP} * S_{ti} + b_{SP} & \text{si } S_{ti} < S_{\phi_{max}} \end{cases} \quad (\text{A.6})$$

$S_{\phi_{max}}$  est le niveau de remplissage du réservoir à partir duquel le rendement n'augmente plus pour les raisons évoquées précédemment. Le calage des paramètres  $a_{SP}$  et  $b_{SP}$  a été réalisé en considérant une versions des modèles de gestion utilisé (i.e. le modèle AIP). L'objectif de cette procédure de calage était de maximiser le critère de Nash entre la trajectoire observé du stock de la retenue de SP et la trajectoire de réserve simulée par le modèle AIP.

## A.6. DÉBIT DE DOTATION & PRÉLÈVEMENTS

### A.6.1. Variabilité inter-annuelle des prélèvements simulés et observés en aval de Cadarache

Les séries des volumes annuels prélevés simulés (rouge) et reconstitués (noir) sont illustrées Figure A.11 de 1990 à 2002. Comme indiqué dans le document de thèse, la variabilité inter-annuelle est assez mal reproduite par le modèle de prélèvements. Les écarts entre prélèvement simulés et observés peuvent atteindre  $200Mm^3$  à l'échelle annuelle (cf année 1994).



FIGURE A.11 – Volume prélevés annuels simulés (rouge) et observés (noir)

L'erreur commise par le modèle de prélèvement n'est pas homogène sur l'année. Au contraire, celle-ci est souvent localisée sur une saison particulière. Pour illustration, nous pouvons constater sur la Figure A.12, la difficulté du modèle à reproduire la variabilité inter-annuelle des prélèvements printaniers (MAM) et automnaux (SON). Au contraire, la variabilité inter-annuelle des prélèvements estivaux (JJA) est plutôt bien reproduite.

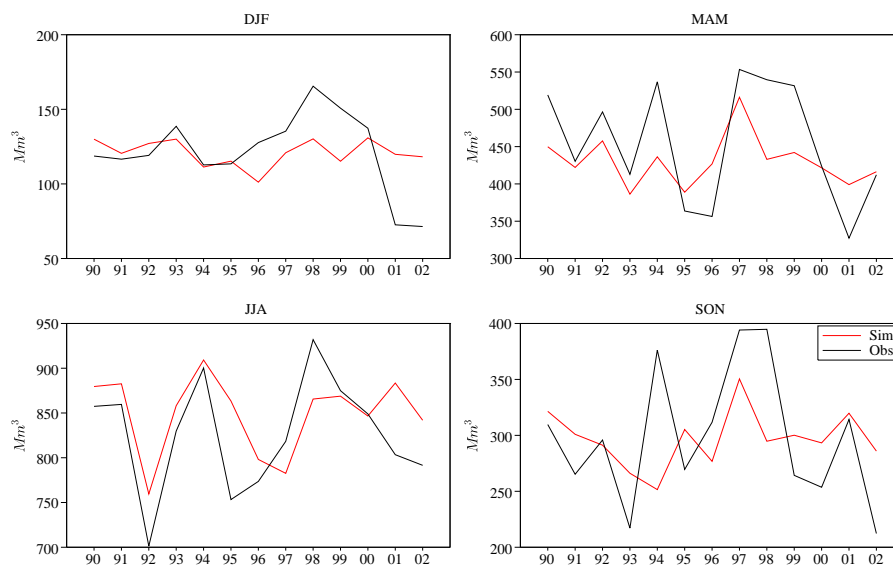


FIGURE A.12 – Variabilité inter-annuelle saisonnière des prélèvements. Rouge : Prélèvements simulés. Noir : Prélèvements observés. DJF = [Décembre Janvier Février]. MAM = [Mars Avril Mai]. JJA = [Juillet Aout Septembre]. SON = [Septembre Octobre Novembre].

### A.6.2. Variabilité inter-annuelle du débit de dotation simulé et reconstitué à SP

Les volumes annuels de dotation simulés (rouge) et reconstitués (noir) sont exposés Figure A.13 de 1990 à 2002. Nous pouvons noter que la variabilité inter-annuelle des volume de dotation simulés est plus faible que la variabilité inter-annuelle observée des volumes annuels de dotation.

Cela conduit peu conduire à une sur-estimation importante du volume de dotation lors de certaines années (cf. années 1992, 1995 et 1996). Au contraire, la sous-estimation des volumes annuels de dotation élevés est moins importante.

## A.7. LONGUEUR DE L'HISTORIQUE & STRATÉGIE DE GESTION AIC

*Ce travail a été initié par une étudiante en stage au LTHE : Wiem Benkhediri.*

Quelle est la taille optimale d'un historique pour construire la stratégie de gestion AIC ainsi que sa courbe guide de remplissage 90 %? Cet exercice a pour objectif de fournir des éléments





FIGURE A.13 – Volume de dotation annuel reconstitué (courbe noire) et simulé à SP (courbe rouge) sur la période 1990-2002

de réponses à cette question.

Une unique réalisation de 140 années d’un climat stationnaire a été utilisée (1860-1999). Cette réalisation est issue de la chaîne de simulation CNCM33-1/Dsclim10. La période 1860-1969 est utilisée comme historique potentiel pour construire la stratégie de gestion AIC. Un ensemble d’historiques de taille  $H$  ont été testés pour établir la stratégie de gestion. Pour chaque taille  $H$  d’historique, la totalité des historiques continus ont été testés (e.g. pour  $H = 10$ , les historiques testés sont 1860-1869, 1861-1870, 1862-1971 ...). Chaque stratégie de gestion a été utilisée en phase de simulation sur la période 1970-1999. Les signatures de stock obtenues pour différentes valeurs de  $H$ , sont présentées Figure A.14)

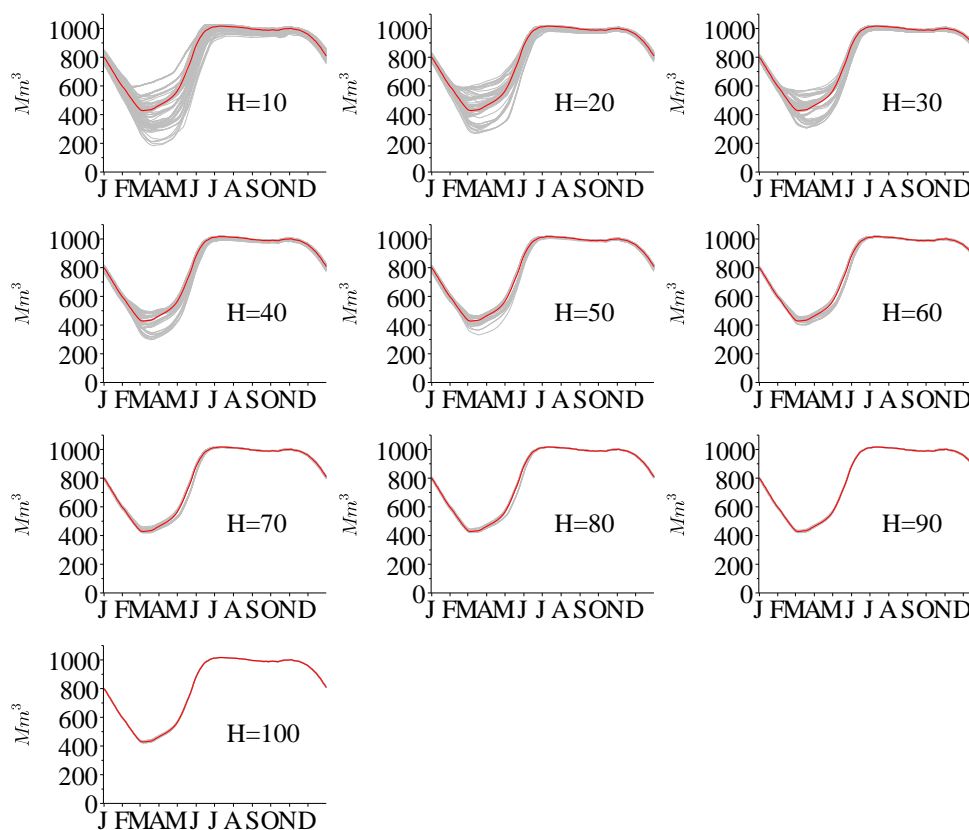


FIGURE A.14 – Influence du nombre d'années  $H$  utilisées sur l'estimation d'une signature de stock. Cet exercice a été réalisé sur la base d'une unique réalisation (GCM CNCM33-1 et MDES Dsclim10) de la période 1860-1999

La signature de stock en rouge correspond à la signature de stock obtenue en utilisant la totalité de l'historique (1860-1999). Elle est la référence.

Les résultats de cet exercice montrent qu'il n'est *a priori* pas possible de stabiliser la signature de stock (et donc la stratégie de gestion AIC et la courbe guide de remplissage 90 %) avec une taille d'historique trop réduite, même pour un climat stationnaire. Cela résulte de la variabilité naturelle du climat qui ne peut être interceptée sur une période temporelle trop réduite. La convergence observée des signatures lorsque  $H$  augmente est en partie conditionnée par le fait qu'à partir d'une certaine taille  $H$ , tous les historiques intègrent la majorité des mêmes années. Une configuration idéale serait de réaliser le même exercice en considérant une réalisation beaucoup plus longue que celle utilisée ici de 140 ans.

## A.8. STABILISATION DE LA STRATÉGIE AIC AVEC 100 RÉALISATIONS MDES $\times$ 30 ANNÉES

Dix ensembles de 100 réalisations NCEP/Dsclim10 différentes ont été considérés. Dix stratégies de gestion AIC et dix courbes guides de remplissages 90 % ont été calculées à partir de

ces ensembles, et utilisées pour simuler la même période de 30 années. Les signatures de stock moyennes obtenues sont présentées Figure A.15.

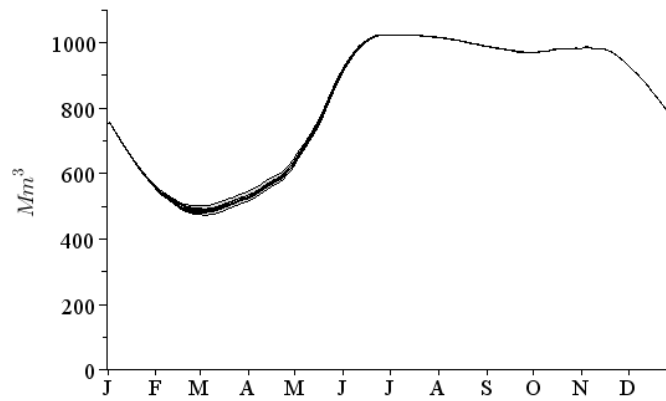


FIGURE A.15 – Signatures de stock moyennes obtenues sur une période de 30 années simulées. Les stratégies de gestion et les courbes guide de remplissage 90 % ont été obtenues sur la base de 10 ensembles de 100 MDES de 30 années différentes.

## A.9. ANNEXE CHAPITRE 8

### A.9.1. Fonction de distribution des critères de performance

Ces distributions sont calculées sur la base de 30 réalisations de 30 années, obtenues pour chaque chaîne de simulation GCM/Analog20. (elles comportent donc 30 valeurs chacune). Pour faciliter l'analyse, les distributions des modifications de ces critères sont également illustrées sur ces mêmes figures. Pour calculer les distributions des modifications possibles, nous avons comparé la valeur de chaque critère, obtenue sur les périodes  $P_1$  et  $P_2$ , aux 30 valeurs obtenues sur la période  $P_0$ . Les distributions des modifications comportent donc 900 valeurs (i.e. 30 valeurs sur période futur  $\times$  30 valeurs sur période  $P_0$ ).

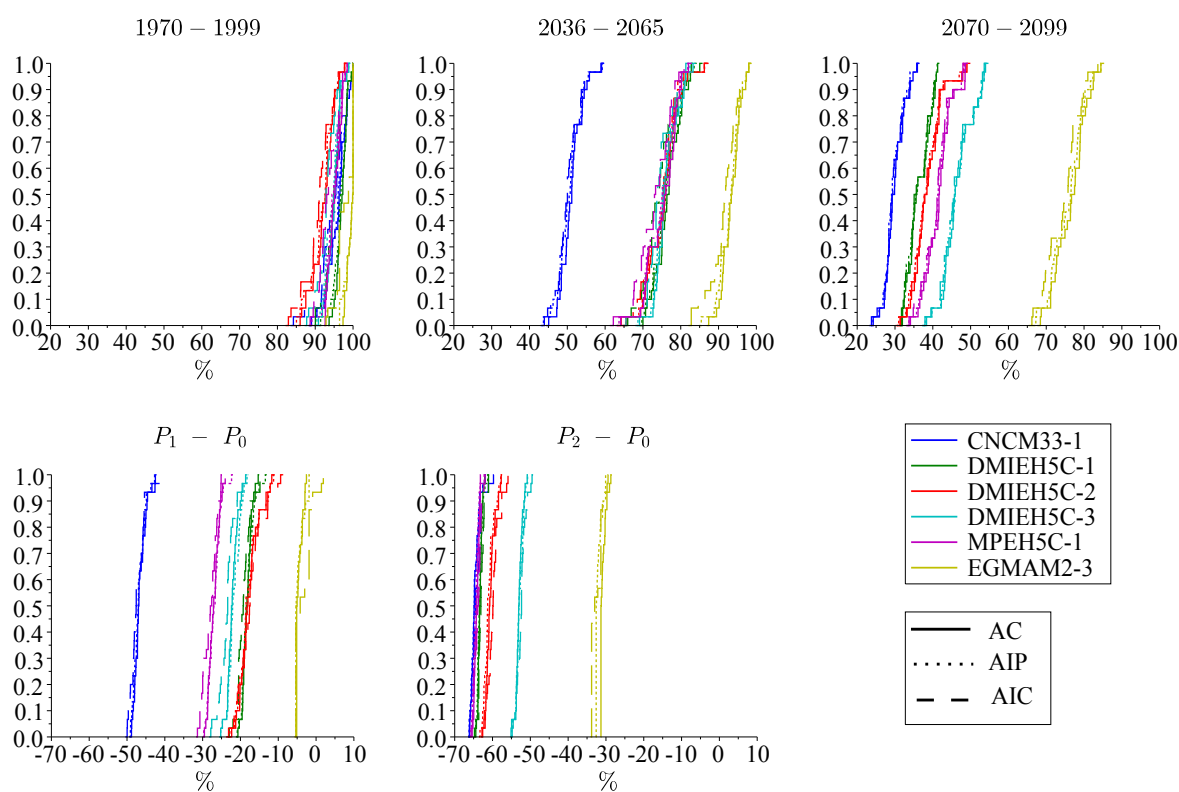


FIGURE A.16 – Modification du critère de fiabilité  $Fia$  (%) selon les différents modèles de gestion utilisés. Première ligne : Fonctions de distribution du critère de fiabilité estimé sur les périodes  $P_0$  (1970-1999),  $P_1$  (2036-2065) et  $P_2$  (2070-2099) sur la base des 30 réalisations de 30 années (GCM/Analog20). Deuxième ligne : Fonction de distributions des modifications relatives inter-réalisations de la fiabilité entre les périodes  $P_1$  et  $P_0$  d'une part, et  $P_2$  et  $P_0$  d'autre part.

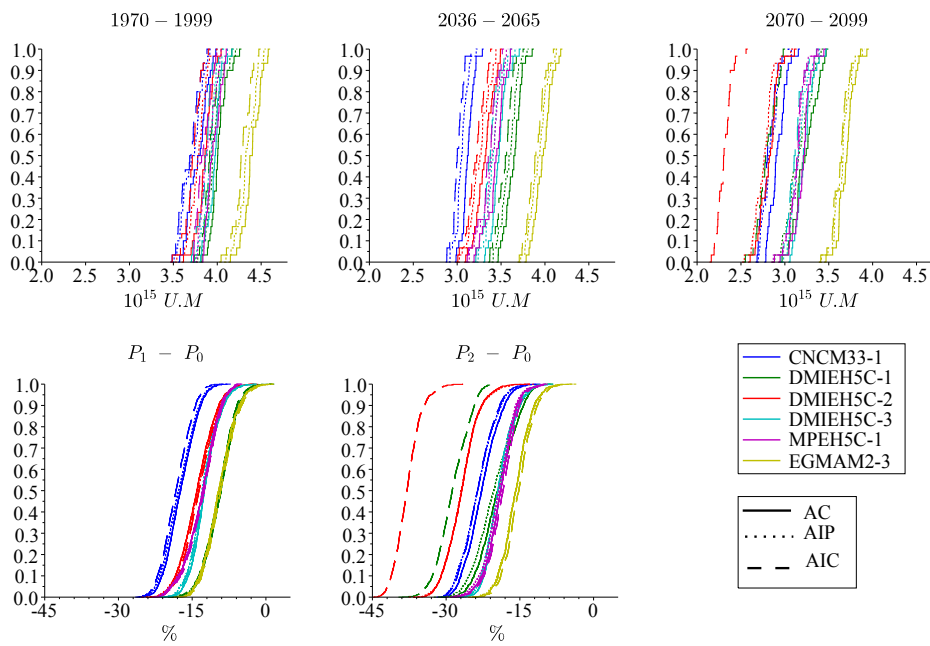


FIGURE A.17 – Modification de l'indicateur de revenus  $G_{HEP}$  (U.M) selon les différents modèles de gestion utilisés. Pour plus de détails se référer à la légende Figure A.16.

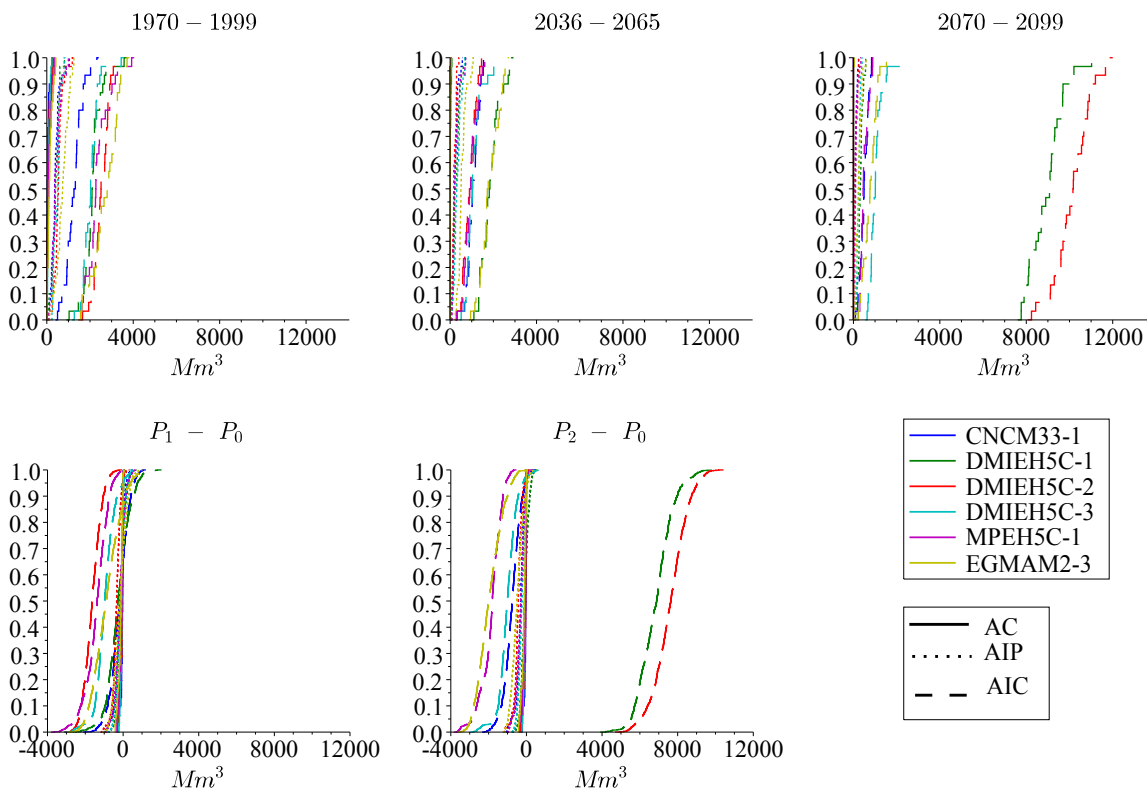


FIGURE A.18 – Modification des volumes déversés selon les différents modèles de gestion utilisés. Pour plus de détails se référer à la légende Figure A.16. A noter cependant, les modifications  $\Delta P_1 - P_0$  et  $\Delta P_2 - P_0$  sont ici exprimées en valeurs absolues et non plus en valeurs relatives.

## A.9.2. Fiabilité moyenne &amp; apports nets estivaux

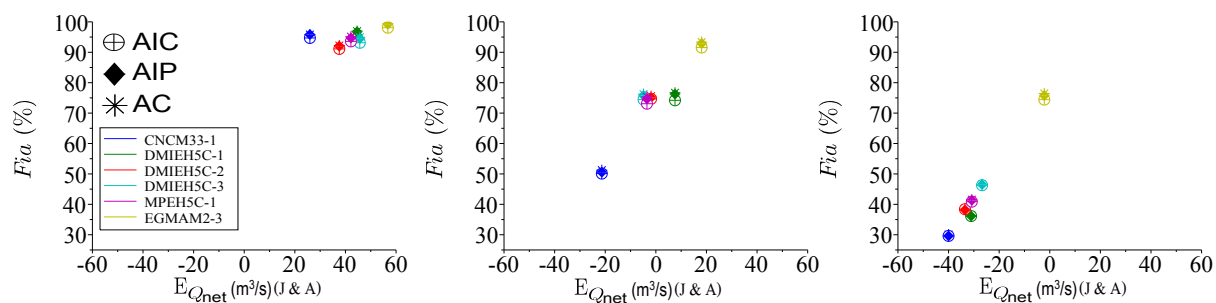


FIGURE A.19 – Indicateur de revenus moyen sur les périodes  $P_0$ ,  $P_1$  et  $P_2$  en fonction de l'espérance des apports nets annuels à la retenue. Pour chaque période, les six chaînes de simulation GCM/Analog20 sont représentées